

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков
А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев

ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И РЕМОНТЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Серия
СТ

СООРУЖЕНИЕ
ТРУБОПРОВОДОВ



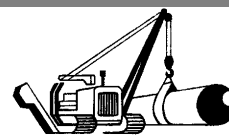
PIPELINE
CONSTRUCTION
AND MAINTENANCE
CALCULATIONS

ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ
ПРИ СООРУЖЕНИИ
И РЕМОНТЕ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Санкт-Петербург • Недра • 2005

PC
Series

PIPELINE
CONSTRUCTION



**L.I. BYKOV, F.M. MUSTAFIN, S.K. RAFIKOV,
A.M. NECHVAL, A.E. LAVRENTIEV**

PIPELINE CONSTRUCTION AND MAINTENANCE CALCULATIONS

Edited by L.I. Bykov, doctor of technical science, professor

«Admitted by Instructional and Methodical Association of the RF higher educational institutions (oil and gas science) as a manual for students studying for the degree of a bachelor or a master - specialization 130500 «Oil and Gas Science», and for students studying for the diploma in specialty 130501 «Design, construction and operation of oil and gas pipelines and storages» - specialization 130500 «Oil and Gas Science»

St. Petersburg • Nedra • 2005

Серия
СТ

СООРУЖЕНИЕ
ТРУБОПРОВОДОВ



Л.И. БЫКОВ, Ф.М. МУСТАФИН, С.К. РАФИКОВ,
А.М. НЕЧВАЛЬ, А.Е. ЛАВРЕНТЬЕВ

ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И РЕМОНТЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Под общей редакцией д.т.н., проф. Л.И.Быкова

«Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров и магистров 130500 «Нефтегазовое дело» и специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

Санкт-Петербург • Недра • 2005

УДК 622.692(07)

ББК 39.7я7

Б 95

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. А.Г. Гумеров

д-р техн. наук, проф. Ю.И. Спектор

**Быков Л.И, Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М.,
Лаврентьев А.Е.**

Б 95 Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов:
Учеб. Пособие.- Санкт-Петербург: Недра, 2005.-824 с.,ил.
ISBN 5-94920-038-1

Рассмотрен комплекс вопросов, связанных со строительством, обслуживанием и ремонтом систем трубопроводного транспорта углеводородных продуктов.

Уделено внимание конструктивным решениям, выбору трассы магистрального трубопровода, технологическим расчетам трубопроводов различного назначения. Приведены основы расчета подземных трубопроводов на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы организации и технологии строительства линейной части в нормальных условиях, прокладки трубопроводов в особых природных условиях, строительстве трубопроводных переходов через естественные и искусственные препятствия. Приведены расчеты, выполняемые при обслуживании и ремонте трубопроводов и расчеты параметров надежности трубопроводов.

Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки бакалавров и магистров 130500 «Нефтегазовое дело» и специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

L.I. Bykov, F.M.Mustafin, S.K. Rafikov, A.M. Nechval, A.E. Lavrentiev
Pipeline construction and maintenance calculations

The book covers a complex of questions relating to construction, maintenance and repair of pipeline systems transporting hydrocarbon products.

Constructive solutions, route for the trunk pipeline, technological calculations of pipelines of different purpose are considered. Principles of calculating strength and stability of buried pipelines are given. Organization and technology of constructing the linear part of pipelines under normal conditions, laying pipelines under specific natural conditions, building of the natural or artificial obstacle crossings are discussed. Calculations performed during maintenance and repair of a pipeline and calculations of pipeline's safety parameters are specified.

Admitted by Instructional and Methodical Association of the RF higher educational institutions (oil and gas science) as a manual for students studying for the degree of a bachelor or a master - specialization 130500 "Oil and Gas Science", and for students studying for the diploma in specialty 130501 "Design, construction and operation of oil and gas pipelines and storages"- specialization 130500 "Oil and Gas Science".

УДК 622.692(07)

ББК 39.7я7

ISBN 5-94920-038-1

© Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков,
А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев 2005

© Оформление. Недра, 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	13
Глава 1. Краткие сведения о магистральных трубопроводах и технологии перекачки нефти, нефтепродуктов и газа.....	15
1.1. Назначение, состав, классификация и категории магистральных трубопроводов.....	15
1.2. Конструктивные решения магистральных трубопроводов.....	17
1.3. Выбор трассы магистральных трубопроводов.....	22
1.4. Технологический расчет магистрального нефтепровода.....	24
1.4.1. Определение диаметра трубопровода, выбор насосного оборудования, определение числа перекачивающих станций (НПС).	25
1.4.2. Расстановка нефтеперекачивающих станций по трассе нефтепровода.....	35
1.4.3. Расчет режимов эксплуатации нефтепровода.....	37
1.5. Технологический расчет магистрального газопровода.....	39
1.5.1. Выбор рабочего давления, определение числа компрессорных станций (КС) и расстояния между ними.....	39
1.5.2. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя соседними КС.....	44
1.5.3. Выбор типа газоперекачивающего агрегата (ГПА) и расчет режима работы КС.....	46
1.6. Примеры расчетов.....	51
Глава 2. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов.....	74
2.1. Нагрузки и воздействия.....	74
2.2. Прочность подземных трубопроводов.....	88
2.2.1. Расчетные характеристики материалов.....	89
2.2.2. Определение толщины стенки трубопровода.....	91
2.2.3. Проверка прочности трубопровода в продольном направлении.....	94
2.3. Устойчивость подземных трубопроводов.....	101
2.3.1. Устойчивость трубопровода в жесткопластичной грунтовой среде.....	102
2.3.1.1. Прямолинейный участок подземного трубопровода.....	102
2.3.1.2. Упругоизогнутый криволинейный участок подземного трубопровода.....	104
2.3.1.3. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насыпи.....	105
2.3.2. Устойчивость трубопровода в упругой грунтовой среде.....	110
2.4. Продольные перемещения подземных трубопроводов.....	111

2.4.1. Расчет продольных перемещений полубесконечного трубопровода.....	112
2.4.1.1. Наличие упругой связи.....	113
2.4.1.2. Наличие пластичной связи.....	115
2.4.2. Расчет продольных перемещений на участках сопряжения различных конструктивных схем прокладки.....	116
2.5. Расчеты соединительных деталей трубопроводов.....	119
2.5.1. Расчет отводов.....	119
2.5.2. Расчет тройников.....	120
2.5.3. Расчет переходников.....	122
2.5.4. Расчет днищ.....	125
2.6. Расчет радиусов упругого изгиба на криволинейных участках трассы.....	126
2.6.1. Горизонтальный поворот.....	126
2.6.2. Вертикальный поворот.....	129
2.7. Примеры расчетов.....	131
Глава 3. Организация и технология строительства линейной части в нормальных условиях.....	151
3.1. Структура организации строительного производства.....	151
3.2. Продолжительность строительства трубопроводов.....	154
3.3. Практические задачи, решаемые в процессе организации строительства магистральных трубопроводов.....	158
3.3.1. Определение числа комплексных трубопроводостроительных потоков (КТП).....	159
3.3.2. Определение границ осуществления КТП.....	162
3.3.3. Обеспечение синхронности производства отдельных видов работ в составе КТП.....	163
3.3.4. Расчет транспортной схемы строительства магистрального трубопровода.....	164
3.3.5. Поточное строительство малых переходов трубопровода через естественные и искусственные преграды.....	168
3.4. Подготовительные работы.....	170
3.5. Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы.....	174
3.5.1. Такелажная оснастка, вспомогательные и грузоподъемные средства.....	174
3.5.2. Расчет такелажных средств и приспособлений.....	180
3.5.2.1. Расчет канатов.....	180
3.5.2.2. Расчет траверс.....	181
3.5.2.3. Расчет гибких строп.....	184
3.5.3. Расчет напряженного состояния труб при погрузо-разгрузочных и транспортных работах.....	184
3.5.4. Определение количества транспортных средств.....	191
3.6. Земляные работы.....	192

3.6.1. Параметры разрабатываемых траншей.....	192
3.6.2. Выбор землеройной техники и технологии производства работ..	195
3.7. Сварочно-монтажные работы.....	210
3.7.1. Расчет оптимальных режимов сварки.....	211
3.7.1.1. Ручная электродуговая сварка.....	212
3.7.1.2. Механизированная электродуговая сварка.....	214
3.7.1.3. Электроконтактная сварка.....	216
3.7.2. Техническое нормирование сварочных работ.....	220
3.7.2.1. Нормирование различных методов сварки.....	222
3.7.2.2. Нормирование расхода материалов.....	223
3.7.3. Расчет состава бригады, выполняющей сварку неповоротных стыков поточно-расчлененным способом.....	226
3.7.4. Контроль качества сварочно-монтажных работ.....	226
3.8. Изоляционно-укладочные работы.....	228
3.8.1. Способы проведения изоляционно-укладочных работ.....	229
3.8.2. Расчет напряженного состояния трубопровода при совмещенном способе укладки.....	235
3.8.3. Расчет напряженного состояния трубопровода при отдельном способе укладки.....	239
3.8.4. Расчет напряженного состояния при укладке изолированного трубопровода.....	242
3.9. Очистка полости и испытание трубопроводов.....	246
3.9.1. Выбор оборудования.....	247
3.9.2. Определение технологических параметров.....	250
3.9.2.1. Промывка трубопроводов.....	250
3.9.2.2. Продувка трубопровода.....	253
3.9.3. Расчет продолжительности выполнения работ по очистке полости, испытанию и удалению воды (ОПИУ или ОПИ).....	257
3.9.4. Определение периодичности испытаний линейной части магистральных нефтепроводов.....	264
3.9.5. Определение оптимальных параметров полного удаления воды из трубопровода.....	265
3.9.6. Особенности гидроиспытаний трубопроводов при отрицательных температурах.....	272
3.9.7. Определение изменения испытательного давления в зависимости от изменения температуры воды.....	273
3.10. Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии.....	275
3.10.1. Расчет основных параметров катодной защиты.....	275
3.10.2. Совместная катодная защита параллельно уложенных подземных трубопроводов.....	292
3.10.3. Расчет основных параметров протекторной защиты.....	294
3.10.4. Расчет основных параметров электродренажной защиты.....	298
3.11. Примеры расчетов.....	302

Глава 4. Прокладка трубопроводов в особых природных условиях....	339
4.1. Прокладка трубопроводов на сильно пересеченной местности.....	339
4.1.1. Устойчивость насыпного откоса.....	340
4.1.2. Расчет напряженного состояния трубопроводов на продольных уклонах в период монтажа.....	344
4.1.3. Расчет напряженного состояния трубопроводов, подверженных воздействию оползающих грунтов.....	346
4.1.3.1. Оползневая подвижка грунта на продольных уклонах...	347
4.1.3.2. Поперечные оползневые подвижки грунта.....	348
4.1.4. Расчет основных параметров буровзрывных работ при строительстве трубопроводов в горах.....	351
4.1.5. Расчет напряженного состояния трубопровода при тоннельной прокладке.....	357
4.2. Прокладка трубопровода через болота и обводненные участки.....	360
4.2.1. Расчет устойчивости трубопровода против всплытия на болотах при различных способах балластировки.....	361
4.2.2. Фильтрационный расчет при строительстве трубопроводов на болотах и заболоченных землях.....	381
4.2.3. Определение параметров взрывных работ при устройстве траншей и каналов на болотах.....	384
4.3. Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых, просадочных и пучинистых грунтах.....	387
4.3.1. Тепловое взаимодействие трубопровода с многолетнемерзлым грунтом.....	391
4.3.1.1. Подземная укладка трубопровода.....	391
4.3.1.2. Наземная укладка трубопровода.....	393
4.3.2. Механическое взаимодействие трубопровода с вечномерзлым грунтом при продольном перемещении.....	395
4.3.3. Расчет теплоизоляции трубопроводов, прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах.....	397
4.3.4. Расчет прямолинейных надземных трубопроводов со слабоизогнутыми компенсационными участками.....	401
4.4. Прокладка трубопровода в районах горных разработок.....	405
4.5. Прокладка трубопроводов в сейсмических районах.....	410
4.6. Примеры расчетов.....	413
Глава 5. Строительство переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	431
5.1. Подводные переходы трубопроводов через водные преграды.....	432
5.1.1. Расчет устойчивости подводного трубопровода.....	433
5.1.2. Определение параметров балластировки подводных трубопроводов.....	436

5.1.3. Расчеты параметров укладки подводных трубопроводов на дно траншеи.....	438
5.1.3.1. Параметры укладки подводных трубопроводов протаскиванием.....	438
5.1.3.2. Параметры укладки подводных трубопроводов с поверхности воды.....	445
5.1.4. Расчет берегоукреплений в створах подводных переходов.....	453
5.1.5. Расчеты параметров укладки трубопроводов при наклонно-направленном бурении.....	460
5.1.5.1. Расчет тяговой нагрузки.....	466
5.1.5.2. Определение параметров бурового раствора.....	471
5.1.5.3. Расчет параметров напряженно-деформированного состояния рабочего трубопровода.....	473
5.2. Надземные переходы.....	478
5.2.1. Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций.....	481
5.2.2. Расчет балочных переходов с компенсаторами.....	484
5.2.2.1. Однопролетный балочный переход.....	484
5.2.2.2. Многопролетный балочный переход.....	486
5.2.2.3. Расчет компенсаторов.....	487
5.2.2.4. Влияние высотного положения опор на напряженное состояние трубопровода.....	790
5.2.3. Расчет балочных переходов с поддерживающим элементом в виде фермы.....	494
5.2.4. Опоры балочных систем прокладки трубопроводов.....	498
5.2.4.1. Применяемые типы опор и опорных частей.....	498
5.2.4.2. Определение нагрузок, действующих на опоры трубопроводов.....	500
5.2.5. Расчет вантового перехода.....	505
5.2.6. Расчет гибкого висячего перехода.....	508
5.2.6.1. Расчет несущего каната.....	508
5.2.6.2. Расчет ветровых канатов.....	514
5.2.6.3. Расчет пилонов.....	515
5.2.6.4. Расчет нагрузок на опоры под пилоны и анкерные опоры.....	516
5.2.7. Расчет арочного перехода.....	518
5.3. Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги.....	522
5.3.1. Расчет защитного футляра (кожуха) на прочность.....	524
5.3.2. Оценка напряженно-деформированного состояния.....	533
5.3.3. Выбор оборудования при строительстве трубопроводных переходов через дороги.....	535
5.3.3.1. Прокладка труб способом прокола.....	538
5.3.3.2. Прокладка труб способом продавливания.....	539

5.3.3.3. Прокладка труб способом горизонтального бурения.....	540
5.4. Примеры расчетов.....	550
Глава 6. Расчеты при обслуживании и ремонте трубопроводов.....	589
6.1. Общие сведения об обслуживании и ремонте линейной части магистральных газонефтепроводов.....	589
6.2. Определение основных параметров организации капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов.....	591
6.3. Нагрузки, действующие на трубопровод при капитальном ремонте.....	596
6.4. Расчет напряжений, возникающих в нефтепроводе при ремонте его с подъемом в траншее.....	602
6.5. Расчет напряжений, возникающих в нефтепроводе при ремонте его без подъема.....	607
6.6. Проверка прочности и устойчивости нефтепровода при капитальном ремонте.....	612
6.7. Результаты расчетов технологических параметров ремонтных колонн при ремонте с подъемом нефтепроводов.....	616
6.8. Расчет на прочность подземных трубопроводов при их демонтаже.....	623
6.8.1. Последовательность расчета напряженно-деформированного состояния труб при демонтаже с вскрытием траншеи.....	622
6.8.2. Расчет параметров демонтажа трубопровода без вскрытия траншеи.....	631
6.8.3. Расчет параметров демонтажа трубопровода с частичным удалением грунта засыпки.....	635
6.9. Прогнозный расчет размыва грунта засыпки трубопровода на склоне.....	637
6.9.1. Расчет дождевой эрозии склона с постоянным уклоном.....	637
6.9.2. Расчет дождевой эрозии на склонах с переменным уклоном.....	641
6.10. Прогнозный расчет роста и оценка параметров оврагов.....	643
6.11. Расчет устройств для закрепления вершин оврагов.....	645
6.11.1. Конструкции устройств для закрепления вершин оврагов.....	645
6.11.2. Расчет быстотока.....	648
6.11.3. Расчет дренажной подушки.....	649
6.12. Примеры расчетов.....	650
Глава 7. Расчеты надежности газонефтепроводов.....	653
7.1. Общие представления о надежности газонефтепроводов.....	653
7.2. Расчет вероятности отказа стенки трубы.....	660
7.3. Метод контроля состояния изоляционного покрытия при эксплуатации по ГОСТ Р 51164-98.....	663
7.3.1. Основные представления об электрохимической коррозии подземных трубопроводов.....	663

7.3.2. Сущность и основные параметры комплексной защиты подземных трубопроводов от коррозии.....	665
7.3.3. Контроль защитных потенциалов и определение переходного сопротивления изоляции.....	670
7.4. Оценка малоцикловой долговечности трубопровода по стадии зарождения трещины.....	672
7.5. Расчет остаточного ресурса стенки нефтепровода по характеристикам циклической трещиностойкости.....	675
7.6. Расчет параметров остаточного ресурса в условиях стресс-коррозии..	678
7.6.1. Оценка максимально допустимой глубины стресс-коррозионного дефекта при рабочем давлении.....	678
7.6.2. Определение остаточного ресурса трубопровода с учетом фактической скорости стресс-коррозионного дефекта.....	680
7.7. Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки трубы.....	682
7.7.1. Общие положения и последовательность расчета.....	682
7.7.2. Расчет отбраковочной толщины стенки для промысловых трубопроводов.....	684
7.7.3. Расчет отбраковочной толщины стенки магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.....	686
7.7.4. Определение отбраковочной толщины стенки магистральных газопроводов и отводов.....	688
7.8. Вероятностный расчет остаточного ресурса трубопровода с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы.....	689
7.9. Расчет напряженного-деформированного состояния криволинейных участков трубопроводов, находящихся в эксплуатации.....	696
7.10. Примеры расчетов.....	701
Список литературы.....	718
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	726
Приложение А. Общие данные.....	727
Приложение Б. Геометрические характеристики и масса труб.....	743
Приложение В. Характеристики изолированных труб.....	748
Приложение Г. Перечень технических условий на трубы.....	749
Приложение Д. Категории участков магистральных трубопроводов.....	772
Приложение Е. Коэффициенты Q-Н характеристики нефтяных магистральных насосов серии НМ.....	780
Приложение Ж. Коэффициенты Q-Н характеристики нефтяных подпорных насосов серии НПВ.....	783
Приложение З. Расчетные разрывные усилия канатов.....	785
Приложение И. Основные сведения о защитных покрытиях трубопроводов.....	791

Приложение К. Номограмма для определения конечного переходного сопротивления „труба – земля”	797
Приложение Л. Удельное электрическое сопротивление грунтов.....	798
Приложение М. Этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность	800
Приложение Н. Характеристика 1 м длины трубы с балластными грузами.....	804
Приложение О. Теоретические коэффициенты концентрации напряжений на дефектах строительного и эксплуатационного происхождения.....	805
Приложение П. Карты районирования территории Российской Федерации по климатическим характеристикам.....	807

ПРЕДИСЛОВИЕ

Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа – составляющая часть системы снабжения промышленности, энергетики, транспорта и населения топливом и сырьем. Он является одним из дешевых видов транспорта, обеспечивая энергетическую безопасность страны и в то же время позволяет существенно разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Магистральный трубопроводный транспорт – важнейшая и неотъемлемая составляющая топливно-энергетического комплекса России. На территории РФ создана разветвленная сеть магистральных газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов. Протяженность магистральных трубопроводов в России превысила 225 тыс. км, в том числе газопроводных магистралей – более 155 тыс. км, нефтепроводных – 50 тыс. км, нефтепродуктопроводных – 20 тыс. км. С помощью магистрального трубопроводного транспорта перемещается 100 % добываемого природного газа, 99 % добываемой нефти, более 50 % производимой продукции нефтепереработки.

Степень надежности трубопроводов во многом определяет стабильность обеспечения регионов России важнейшими топливно-энергетическими ресурсами. Одним из путей решения проблемы повышения надежности газонефтепроводов является использование новых эффективных научно обоснованных технологий строительства и ремонта трубопроводных систем. Основной особенностью строительства и ремонта трубопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при прокладке и эксплуатации линейной части трубопроводов.

Многие вопросы технологии строительства нефтегазовых объектов рассмотрены в трудах основоположника специальности «Сооружение газонефтепроводов и хранилищ» профессора, доктора технических наук, заслуженного деятеля науки и техники РСФСР Владимира Диомидовича Тарана.

Большой вклад в разработку научных основ строительства и ремонта объектов трубопроводного транспорта в различных инженерно-геологических условиях внесли В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, А.Б. Айнбиндер, А.Г. Гумеров, О.М. Иванцов, А.Г. Камерштейн, И.И. Мазур, К.Е. Ращепкин, Л.Г. Телегин, Н.Х. Халлыев, В.Л. Харионовский, В.Г. Чирсков, Э.М. Ясин и другие.

В настоящее время в системе добычи и использования энергоносителей, можно выделить три главных направления развития систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа из России: Балтийское, Северное и Восточное.

Строительство нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) диаметром 1220 мм с рабочим давлением 10 МПа и протяженностью 4188 км, рассчитанного на перекачку 80 млн. т нефти в год, станет самым крупным трубопроводным коммерческим проектом начала XXI века.

Крупнейший проект транспортировки газа на Балтийском направлении – Северо-Европейский газопровод диаметром 1067мм с рабочим давлением 20 МПа, 1089 км которого будет проложено по дну Балтийского моря на глубинах до 180 м, выход на проектную мощность 30 млрд м³ к 2010 году. Указанные трубопроводные трассы по своей технической сложности не имеют аналогов в мировой практике строительного проектирования.

Учитывая старение и высокий износ основных фондов нефтегазотранспортных систем на ближайшие годы поставлены крупномасштабные задачи в области диагностики и ремонта линейной части трубопроводов, позволяющие существенно повысить надежность и безопасность работы трубопроводных магистралей.

Допущенное Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия 1-е издание книги Л.А.Бабина, Л.И.Быкова, В.Я.Волохова «Типовые расчеты по сооружению трубопроводов» вышло из печати в 1979г. и пользуется неизменным спросом не только у студентов, но и у инженерно-технических работников топливно-энергетического комплекса.

В предлагаемом издании учтены положения новых нормативно-технических документов, существенно расширен круг рассматриваемых задач.

Авторами обобщены материалы трудов специалистов ВНИИСТА, ВНИИГАЗа, ГУП «ИПТЭР», «Гипротрубопровода», «Гипроспецгаза», РГУНГа им И.М. Губкина, УГНТУ и собственные работы по проектированию, строительству, эксплуатации, диагностике и ремонту линейной части газонефтепроводов.

Авторы

1.1. Назначение, состав, классификация и категория магистральных трубопроводов

Магистральные трубопроводы – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки на значительные расстояния природных и искусственных газов (в газообразном или сжиженном состоянии), нефти, нефтепродуктов, воды, твердых и сыпучих тел, взвешенных в потоке воздуха или воды, от мест их добычи, переработки, забора (начальная точка трубопровода) к местам потребления (конечная точка).

В состав магистральных трубопроводов входят:

- нефтеперекачивающие (НПС) и компрессорные (КС) станции;
- емкости для хранения нефти, нефтепродуктов и газа;
- линейная часть трубопровода с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения НПС, КС и т.д.;
- линии электропередачи, установки электрохимзащиты (ЭХЗ);
- противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки и т. д.

В настоящее время все вновь строящиеся, а также реконструируемые магистральные трубопроводы и отводы от них условным диаметром до 1400 мм включительно с рабочим давлением 1,2 – 10 МПа должны проектироваться с учетом основных положений строительных норм и правил (СНиП 2.05.06-85* [114]). Эти нормы не распространяются на трубопроводы, прокладываемые в городах и населенных пунктах, в районах морских акваторий, на промыслах, а также на трубопроводы, предназначенные для транспортирования газа, нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб или охлажденных до температуры ниже минус 40°C.

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления p делятся на два класса:

класс I $2,5 \text{ МПа} < p < 10,0 \text{ МПа};$

класс II $1,2 \text{ МПа} < p < 2,5 \text{ МПа}$.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы. в зависимости от условного диаметра D_y подразделяются на четыре класса:

класс I $1000 \text{ мм} < D_y \leq 1200 \text{ мм}$;

класс II $500 \text{ мм} < D_y \leq 1000 \text{ мм}$;

класс III $300 \text{ мм} < D_y \leq 500 \text{ мм}$;

класс IV $D_y < 300 \text{ мм}$.

Чем выше класс трубопровода, тем большую опасность он представляет в случае разрушения, и тем будут большие расстояния от оси трубопровода до близлежащих населенных пунктов, промышленных предприятий, а также отдельных зданий и сооружений, определяемые по табл. 4* [114].

Разделения трассы магистрального трубопровода по категориям. Магистральные трубопроводы проходят по участкам с различным рельефом местности, с различными гидрогеологическими условиями, пересекают водные преграды, автомобильные и железные дороги, электрические подземные кабели и воздушные высоковольтные линии электропередачи, линии связи и т.д. Поэтому в зависимости от условий работы трубопровода, а также для безопасности расположенных вблизи трассы объектов согласно СНиП 2.05.06-85* линейная часть (табл. 1.1) и отдельные участки магистральных трубопроводов (приложение Д) подразделяются на пять категорий: В, I, II, III и IV. В каждой категории предъявляются определенные требования к прочности трубопровода, к контролю качества сварных соединений, предварительным гидравлическим испытаниям и типам изоляционного покрытия (табл. 1.1, табл. 1.2).

Категорийность линейной части магистральных трубопроводов и их участков зависит от вида транспортируемого продукта и условного диаметра трубопровода.

Категорийность линейной части и отдельных участков промысловых трубопроводов приведена в ведомственных строительных нормах СП-34-116-97 [125].

Таблица 1.1

Категории магистральных трубопроводов

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
а) диаметром менее 700 мм	IV	III
б) диаметром 700 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III

**Требования, предъявляемые к участкам различных категорий
магистральных трубопроводов**

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
В I II III IV	0,60 0,75 0,75 0,90 0,90	Принимается по СНиП III-42-80* [123]	
Примечание. При испытании трубопровода для линейной его части допускается повышение давления до величины, вызывающей напряжение в металле трубы до предела текучести с учетом минусового допуска на толщину стенки.			

1.2. Конструктивные решения магистральных трубопроводов

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная по трассе тем или иным способом.

В настоящее время существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная, полуподземная, наземная и надземная. Выбор той или иной схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98% от общей протяженности) и предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр труб (рис. 1.1).

При подземной укладке достигается максимальная механизация работ всех видов, не загромождается территория и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует воздействие солнечной радиации и атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных температурных условиях. Однако на участках с вечномерзлыми, скальными и болотистыми грунтами данная схема укладки является неэкономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, необходимость специальной балластировки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод и надежного антикоррозионного покрытия от почвенной коррозии значительно удорожает стоимость строительства.

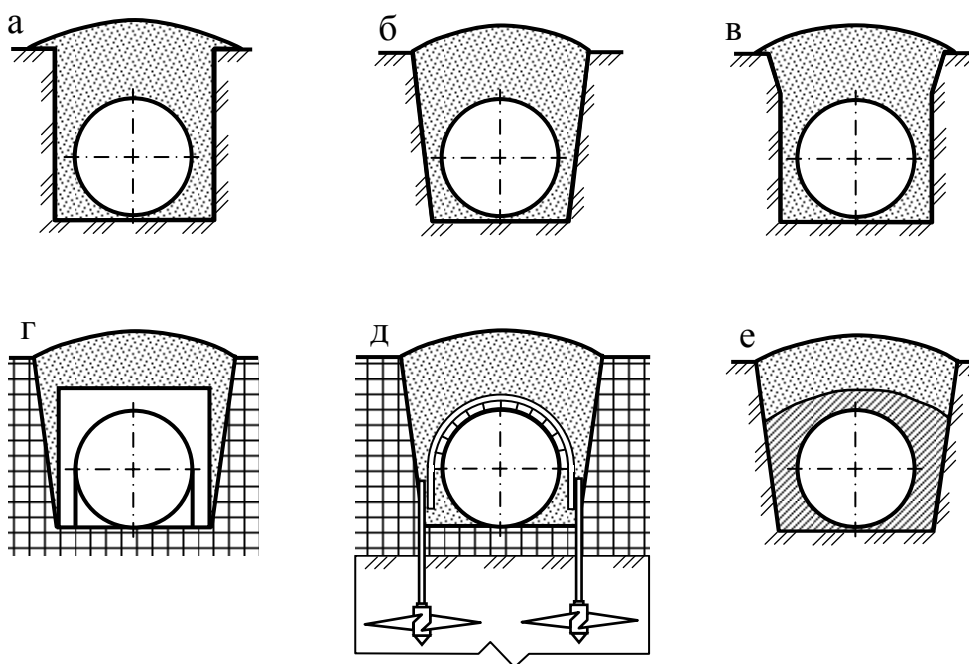


Рис. 1.1. Подземные схемы прокладки трубопровода:

а – прямоугольная форма траншеи; б – трапецидальная форма траншеи; в – смешанная форма траншеи; г – укладка с седловидными пригрузами, д – укладка с использованием винтовых анкеров для закрепления против всплытия; е – укладка в обсыпке из гидрофобизированных грунтов

Наземные схемы прокладки (рис. 1.2) преимущественно используются в сильно обводненных и заболоченных районах при высоком уровне грунтовых вод и очень малой несущей способности верхнего слоя грунта, на солончаковых грунтах, при наличии подстилающих скальных пород, а также при пересечении с другими коммуникациями.

При наземной прокладке верхняя образующая трубопровода располагается выше отметок дневной поверхности, а нижняя образующая – ниже, на уровне или выше дневной поверхности. Для уменьшения объема насыпи и увеличения устойчивости трубопровода в горизонтальной плоскости (особенно на криволинейных участках) рекомендуется проектировать прокладку трубопровода в неглубокую траншею глубиной 0,4 – 0,8 м с последующим сооружением насыпи необходимых размеров. При всех ее преимуществах недостатком является слабая устойчивость грунта насыпи и необходимость устройства большого числа водопропускных сооружений.

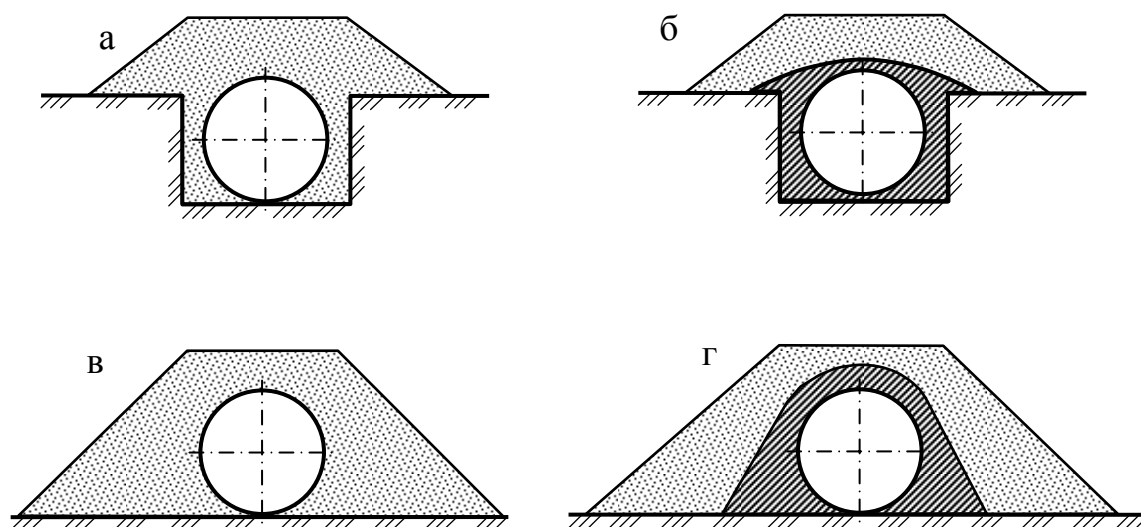


Рис. 1.2. Наземные схемы прокладки трубопровода:

а – повышенной устойчивости с обсыпкой минеральным грунтом; б – повышенной устойчивости с обсыпкой гидрофобизированным грунтом; в – в насыпи с обсыпкой минеральным грунтом; г – в насыпи с обсыпкой гидрофобизированным грунтом

Надземная прокладка трубопроводов (рис. 1.3) или их отдельных участков рекомендуется в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения вечномерзлых грунтов, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия (рис. 1.4). При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке, а также в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов. Однако надземная укладка имеет недостатки: загроможденность территории, устройство опор, специальных проездов для техники и миграции животных и значительная подверженность трубопровода суточным и сезонным колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

В каналах и коллекторах прокладывают водоводы, теплопроводы, трубопроводы для перекачки высоковязких и застывающих нефтей, в том числе с путевым подогревом, а также трубопроводы в вечномерзлых грунтах. Для сокращения тепловых потерь стенки каналов изготавливают из теплоизоляционных материалов (рис. 1.5).

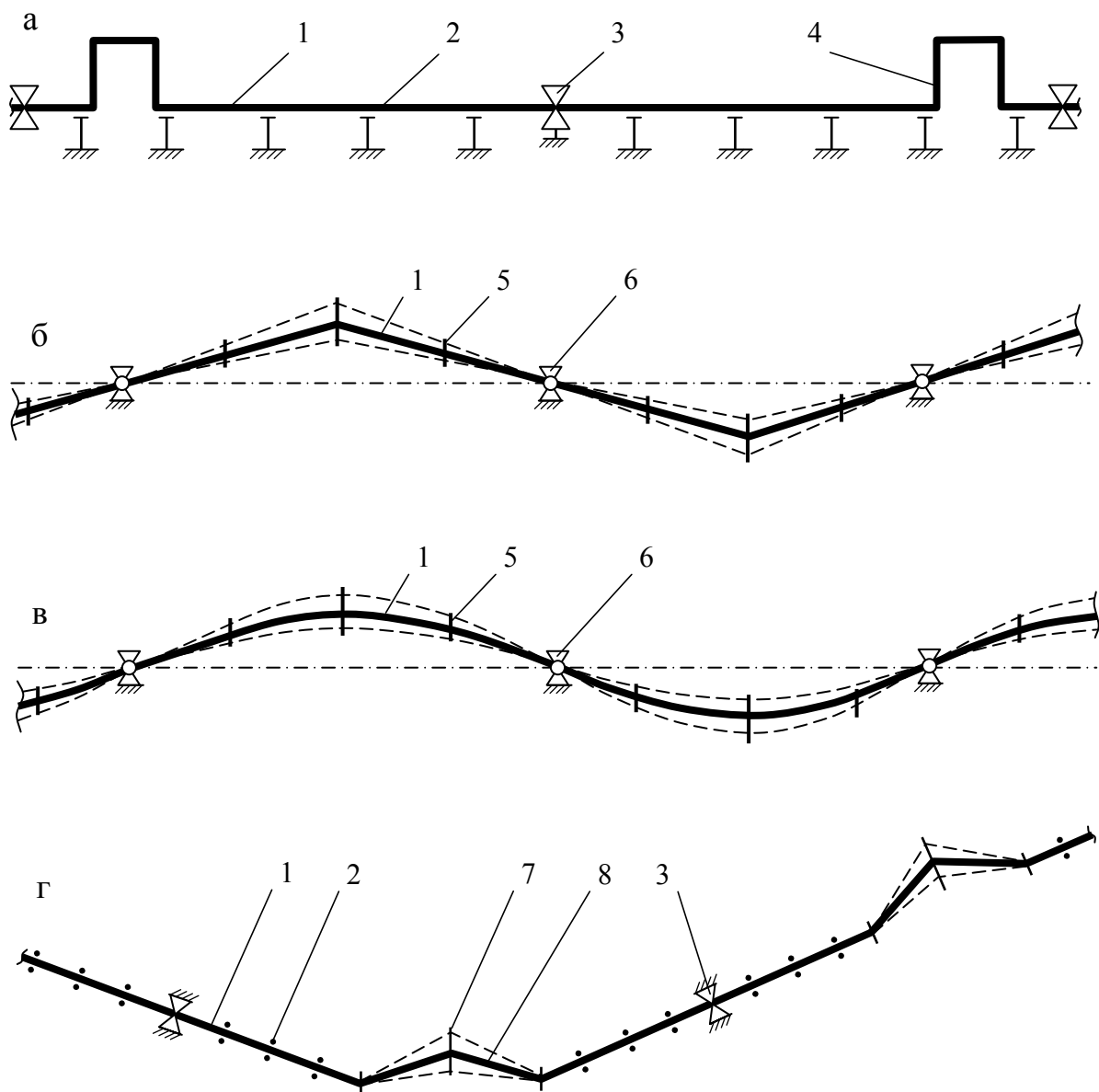


Рис. 1.3. Надземные схемы прокладки линейной части магистрального трубопровода:
 а – трубопровод с компенсаторами; б – трубопровод в виде зигзагообразного самокомпенсирующего контура; в – упругоискривленный самокомпенсирующий трубопровод; г – трубопровод со слабоизогнутыми участками; 1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора; 3 – неподвижная опора; 4 – П-образный компенсатор; 5 – промежуточная или скользящая опора; 6 – шарнирная опора; 7 – свободно-подвижная опора; 8 – слабоизогнутый участок (компенсатор)

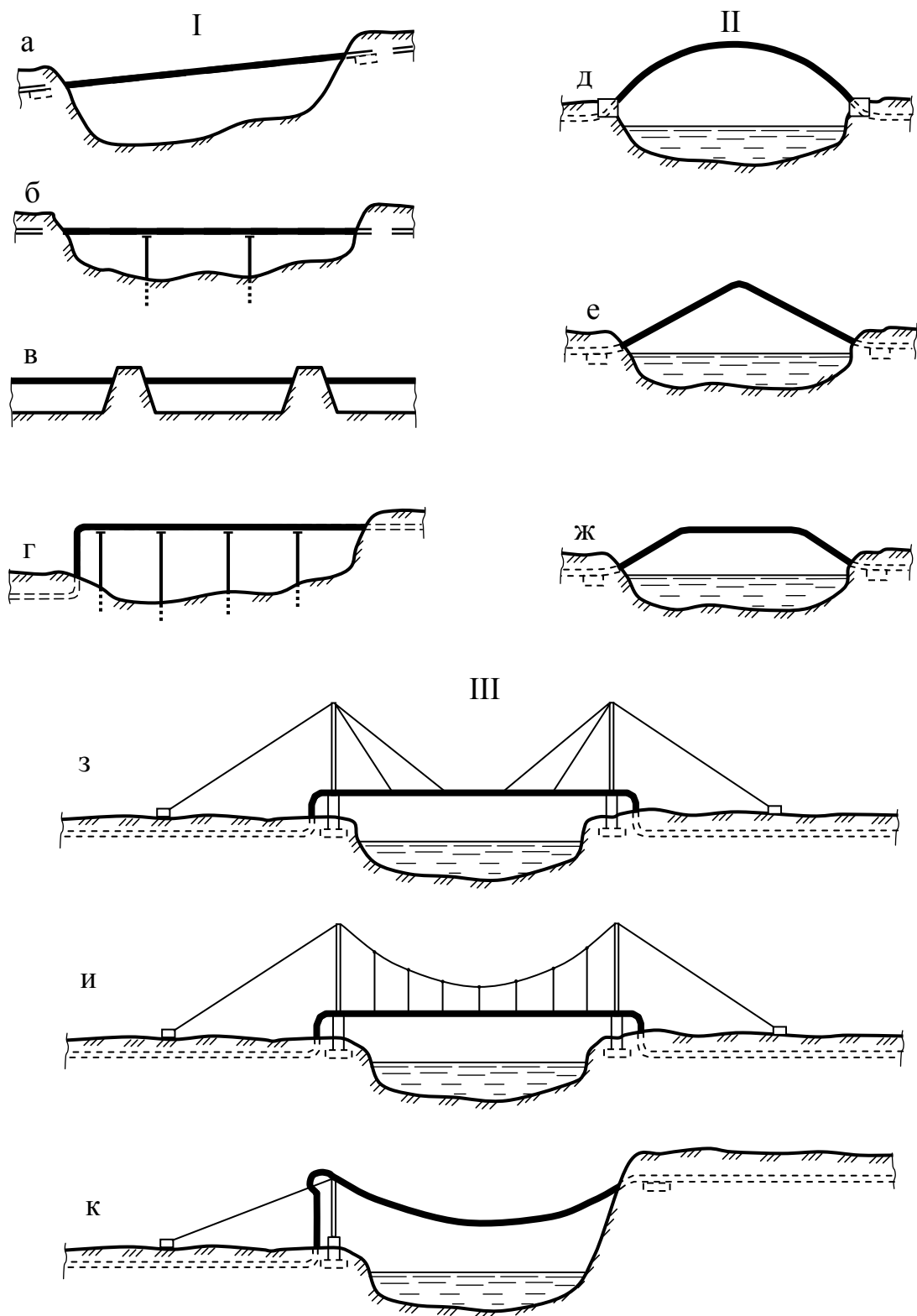


Рис. 1.4. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

I – Балочные системы: а – однопролетный трубопровод; б – многопролетный трубопровод в обычных грунтах; в – многопролетный трубопровод в земляных призмах; г – трубопровод с П или Г-образным компенсатором.

II – Арочные системы: д – однотрубный переход по круговой или параболической форме очертания оси; е – треугольный; ж – трапецидальный.

III – Висячие системы: з – вантовый переход; и – гибкий переход; к – самонесущий переход

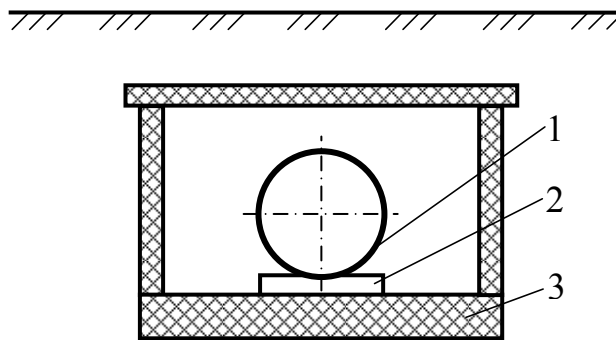


Рис. 1.5. Прокладка трубопровода в каналах или коллекторах

1 – трубопровод; 2 – лежка-опора; 3 – теплоизоляционные плиты

1.3. Выбор трассы магистрального трубопровода

Задача выбора трассы магистрального трубопровода в общем виде формулируется следующим образом: на местности рассматривается некоторая область *G*, включающая точки *A* и *B*, которые должны быть соединены трубопроводом (рис. 1.6). В каждой точке области определено значение критерия оптимальности (например, стоимость строительства трубопровода). В области *G* существует множество различных путей, соединяющих точки *A* и *B*. Каждому пути соответствует определенное значение критерия оптимальности *W*. Требуется из существующих путей выбрать путь с экстремальным значением критерия (т. е. в нашем случае с наименьшей стоимостью строительства трубопровода).

Область *G*, в которой осуществляется поиск оптимальной трассы, называется иногда областью развития линии трубопровода. Она должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась оптимальная трасса, а за ее пределами любая трасса была заведомо худшей. Кроме того, размеры области должны быть минимально необходимыми для уменьшения объема исходной информации.

Как показывает опыт проектирования и строительства трубопроводов, фактическая длина магистрального трубопровода, как правило, больше длины геодезической прямой, соединяющей начальную и конечную точки трассы, так как при трассировании линии трубопровода необходимо обходить различные препятствия. Отклонение от прямой будет тем значительней, чем больше встречается препятствий и чем выше стоимость их преодоления. Отклонение характеризуется коэффициентом развития линии трубопровода [114]:

$$k_p = L_{\Phi} / \ell, \quad (1.1)$$

где L_ϕ – фактическая длина трубопровода; ℓ – расстояние между начальной A и конечной B точками на геодезической прямой.

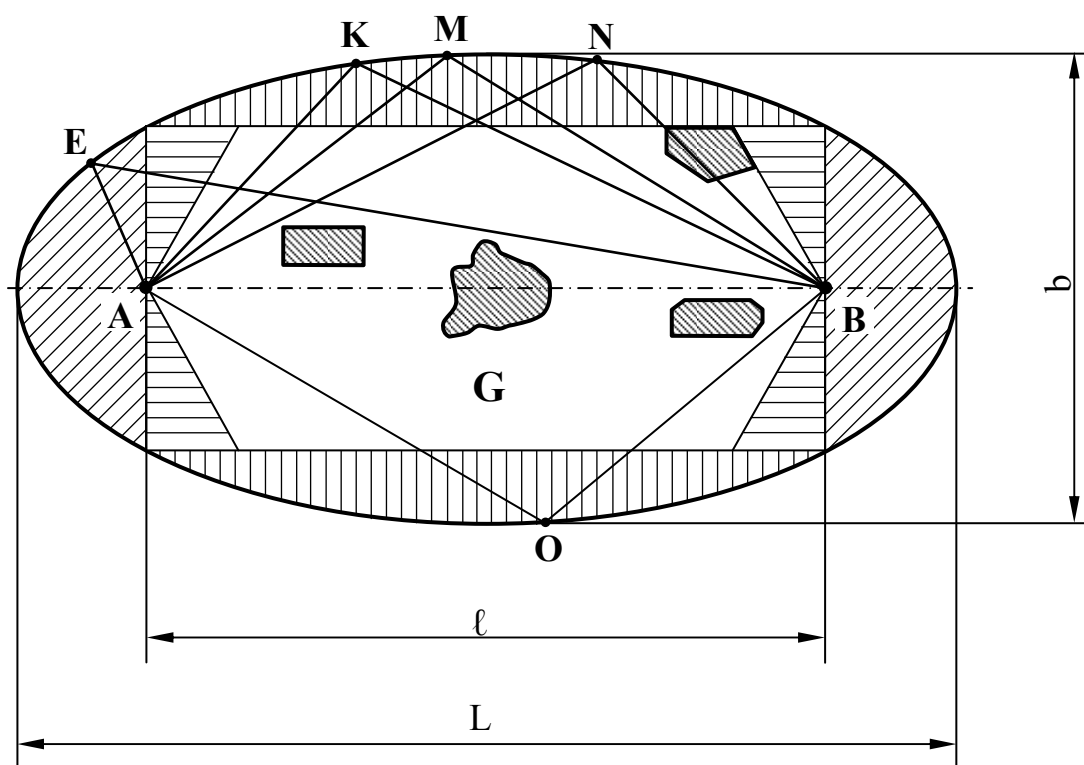


Рис. 1.6. Область поиска трассы трубопровода

По результатам статистической оценки коэффициентов развития построенных трубопроводов было установлено, что для трубопроводов, проложенных в равнинной местности, значения коэффициентов развития не превышают 1,05; для болотистой среднепересеченной местности они находятся в пределах 1,03 – 1,24; для сильнопересеченной с большим числом естественных и искусственных препятствий – в пределах 1,16 – 1,4.

Коэффициент развития линии трубопровода K следует определять из условия [114]:

$$k_p = \frac{W_{cp.o}}{W_{cp.n}}, \quad (1.2)$$

где $W_{cp.o}$ – приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками с учетом переходов через препятствия; $W_{cp.n}$ — приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками без затрат на переходы через естественные и искусственные препятствия.

Если задан максимальный коэффициент развития линии трубопровода $k_{p\max}$ для рассматриваемого района прохождения трассы, то тем самым вводится жесткое ограничение на положение границы области прокладки

$$L_{\Phi} \leq k_{p\max} \cdot \ell . \quad (1.3)$$

Все возможные трассы, удовлетворяющие этому условию, должны быть заключены внутри кривой линии, каждая точка которой удалена от начального и конечного пунктов трубопровода на расстояния, дающие в сумме $k_p \cdot \ell$. Такой кривой является эллипс с текущими координатами E, K, M, N, O и фокусами в точках A и B (рис. 1.6), малая ось которого

$$b = \ell \cdot \sqrt{k_{p\max}^2 - 1} . \quad (1.4)$$

Из определенной таким образом теоретической области поиска необходимо исключить заведомо неоптимальные и запретные зоны (рис.1.6, зоны заштрихованы).

1.4. Технологический расчет магистрального нефтепровода

Цель расчета:

1. определить диаметр трубопровода, выбрать насосное оборудование, рассчитать толщину стенки трубопровода, определить число нефтеперекачивающих станций (НПС);
2. произвести расстановку НПС по трассе нефтепровода;
3. рассчитать эксплуатационные режимы нефтепровода.

Основными **исходные данными** для технологического расчета нефтепровода являются:

- годовая производительность нефтепровода G_T (млн. т /год);
- свойства транспортируемой нефти (плотность, вязкость, давление насыщенных паров и др);
- сжатый профиль трассы нефтепровода;
- данные о температуре грунта на глубине заложения нефтепровода;
- характеристики труб и насосного оборудования;
- технико-экономические показатели сооружения и эксплуатации линейной части нефтепровода и нефтеперекачивающих станций.

1.4.1. Определение диаметра трубопровода, выбор насосного оборудования, расчет толщины стенки трубопровода, определение числа нефтеперекачивающих станций (НПС)

Расчетная температура транспортируемой нефти, принимается равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплоотдачи в грунт. В первом приближении допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Для трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать

$$T_P = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n \ell_i \cdot T_i, \quad (1.5)$$

где L – протяженность нефтепровода; ℓ_i – длина i -го участка с относительно одинаковой температурой T_i ; n – число участков.

Расчетная плотность при температуре $T=T_P$ определяется по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (1.6)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 293К, кг/м³;

$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}$ – температурная поправка, кг/(м³·К).

Расчетная кинематическая вязкость нефти определяется при расчетной температуре по вязкостно-температурной кривой, либо по одной из следующих зависимостей:

- формула Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg(\nu_T + 0,8) = A_v + B_v \cdot \lg T, \quad (1.7)$$

где ν_T – кинематическая вязкость нефти, мм²/с; A_v и B_v – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости ν_1 и ν_2 при двух температурах T_1 и T_2

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg(\nu_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1}; \quad A_v = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T_1;$$

- формула Филонова-Рейнольдса

$$\nu_T = \nu_1 \cdot \exp[-u \cdot (T - T_1)], \quad (1.8)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К

$$u = \frac{\ln v_1 - \ln v_2}{T_2 - T_1} = \frac{1}{T_2 - T_1} \cdot \ln \frac{v_1}{v_2}.$$

Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода N_p определяется с учетом затрат времени на техническое обслуживание, ремонт и ликвидацию повреждений и принимается равным $N_p=350$ суток в течение года [105].

Расчетная часовая производительность нефтепровода ($\text{м}^3/\text{ч}$) при $\rho=\rho_T$ определяется по формуле:

$$Q = \frac{G_T \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (1.9)$$

где G_T – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год; $k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки, величина которого принимается равной:

- для трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему $k_{НП}=1,05$;
- однопунктовых нефтепроводов, подающих нефть к нефтеперерабатывающему заводу, а также однопунктовых нефтепроводов, соединяющих систему $k_{НП}=1,07$;
- однопунктовых нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов $k_{НП}=1,10$.

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}}, \quad (1.10)$$

где w_o – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки (м/с), определяемая из графика (рис. 1.7).

По значению D_o принимается ближайший стандартный наружный диаметр D_n . Значение D_n можно также определять по табл. 1.3.

Исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, подбирается основное оборудование перекачивающей станции (подпорные и магистральные насосы). Основные характеристики насосов приведены в табл. 1.4 и табл. 1.5.

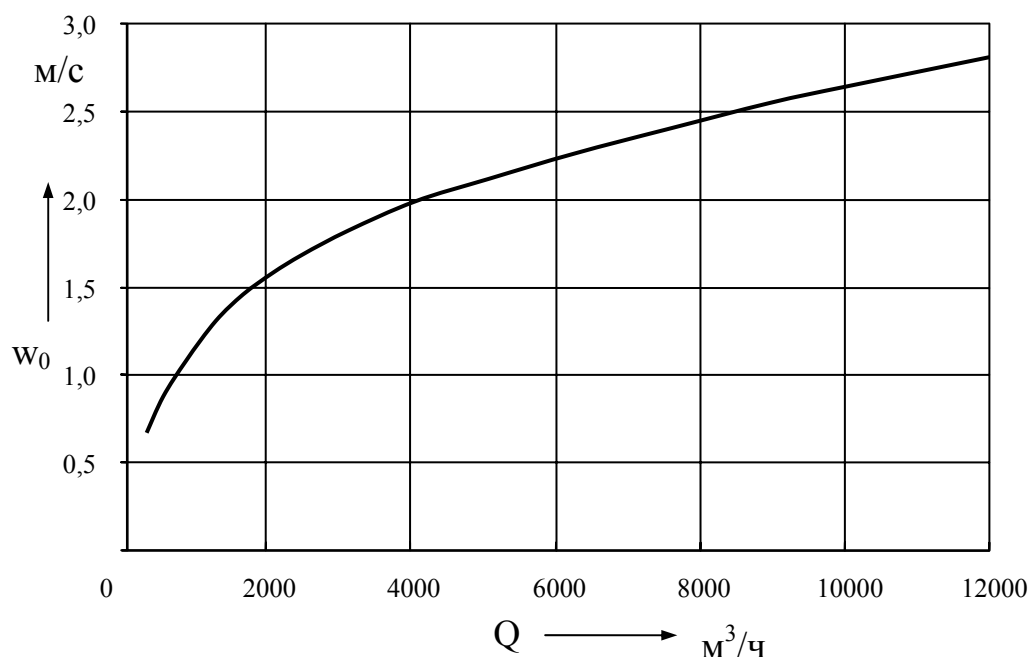


Рис. 1.7. Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от производительности нефтепровода

Таблица 1.3

Параметры магистральных нефтепроводов [105]

Производительность G_T , млн.т./год	Наружный диаметр D_H , мм	Рабочее давление p , МПа
0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4
2,2 – 3,4	377	5,4 – 6,4
3,2 – 4,4	426	5,4 – 6,4
4,0 – 9,0	530	5,3 – 6,1
7,0 – 13,0	630	5,1 – 5,5
11,0 – 19,0	720	5,6 – 6,1
15,0 – 27,0	820	5,5 – 5,9
23,0 – 50,0	1020	5,3 – 5,9
41,0 – 78,0	1220	5,1 – 5,5

По напорным характеристикам насосов [139] вычисляется **рабочее давление** (МПа):

$$p = \rho \cdot g \cdot (h_{II} + m_M \cdot h_M) \cdot 10^{-6} \leq p_{дон}, \quad (1.11)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; h_{II} , h_M – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами при расчетной

производительности нефтепровода, м; m_M – число работающих магистральных насосов на нефтеперекачивающей станции; $p_{дон}$ – допустимое давление НПС из условия прочности корпуса насоса или допустимое давление запорной арматуры, МПа.

Таблица 1.4

Основные параметры магистральных насосов серии НМ [139]

Марка насоса	Ротор	Диапазон изменения подачи насоса, м ³ /ч	Номинальные параметры			
			Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
НМ 125-550	$1,0 \cdot Q_H$	90 – 155	125	550	4	74
НМ 180-500	$1,0 \cdot Q_H$	135 – 220	180	500	4	74
НМ 250-475	$1,0 \cdot Q_H$	200 – 330	250	475	4	80
НМ 360-460	$1,0 \cdot Q_H$	225 – 370	360	460	4,5	80
НМ 500-300	$1,0 \cdot Q_H$	350 – 550	500	300	4,5	80
НМ 710-280	$1,0 \cdot Q_H$	450 – 800	710	280	6	80
НМ 1250-260	$0,7 \cdot Q_H$	650 – 1150	900	260	16	82
	$1,0 \cdot Q_H$	820 – 1320	1250		20	82
	$1,25 \cdot Q_H$	1100 – 1800	1565		30	80
НМ 2500-230	$0,5 \cdot Q_H$	900 – 2100	1250	230	24	80
	$0,7 \cdot Q_H$	1300 – 2500	1800		26	82
	$1,0 \cdot Q_H$	1700 – 2900	2500		32	85
	$1,25 \cdot Q_H$	2400 – 3300	3150		48	85
НМ 3600-230	$0,5 \cdot Q_H$	1300 – 2600	1800	230	33	82
	$0,7 \cdot Q_H$	1600 – 2900	2500		37	85
	$1,0 \cdot Q_H$	2700 – 3900	3600		40	87
	$1,25 \cdot Q_H$	3600 – 5000	4500		45	84
НМ 7000-210	$0,5 \cdot Q_H$	2600 – 4800	3500	210	50	80
	$0,7 \cdot Q_H$	3500 – 5400	5000		50	84
	$1,0 \cdot Q_H$	4500 – 8000	7000		60	89
	$1,25 \cdot Q_H$	7000 – 9500	8750		70	88
НМ 10000-210	$0,5 \cdot Q_H$	4000 – 6500	5000	210	42	80
	$0,7 \cdot Q_H$	5500 – 8000	7000		50	85
	$1,0 \cdot Q_H$	8000 – 11000	10000		70	84
	$1,25 \cdot Q_H$	10000 – 13000	12500		80	88

Основные параметры подпорных насосов серии НПВ [139]

Марка насоса	Диапазон изменения подачи насоса, м ³ /ч	Номинальные параметры			
		Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м	К.П.Д., %
НПВ 150-60	90 – 175	150	60	3,0	71
НПВ 300-60	120 – 330	300	60	4,0	75
НПВ 600-60	300 – 700	600	60	4,0	77
НПВ 1250-60	620 – 1550	1250	60	2,2	77
НПВ 2500-80	1350 – 3000	2500	80	3,2	82
НПВ 3600-90	1800 – 4300	3600	90	4,8	85
НПВ 5000-120	2700 – 6000	5000	120	5,0	85

Для ряда насосов от НМ 125-550 до НМ 360-460 включительно предполагается последовательное соединение трех насосов по схеме: два работающих плюс один резервный. Насосы с номинальной подачей от 500 м³/ч и более соединяются последовательно по схеме – три работающих плюс один резервный.

Напорная характеристика центробежных насосов магистральных нефтепроводов (зависимость напора H от производительности Q) имеет вид полого падающей кривой. Рабочая область этой характеристики достаточно хорошо аппроксимируется выражениями, в зависимости от требуемой степени точности [136]:

$$H = a - b \cdot Q^2 \quad (1.12)$$

или
$$H = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2, \quad (1.13)$$

где a, b, a_0, a_1, a_2 – постоянные коэффициенты.

Значения коэффициентов уравнений (1.12) и (1.13) приведены в приложениях Е и Ж.

Расчетный напор НПС принимается равным $H_{CT} = m_M \cdot h_M$. Если условие (1.11) не выполняется, то рабочее давление принимается равным $p_{доп}$, а расчетный напор НПС равным

$$H_{CT} = \frac{p_{доп}}{\rho \cdot g} - h_{II}. \quad (1.14)$$

Напор перекачивающей станции может быть снижен применением уменьшенных по наружному диаметру рабочих колес магистральных насосов либо сменных роторов на пониженную подачу. Уменьшение расчетного напора в необходимых случаях может быть достигнуто также обточкой рабочих колес по наружному диаметру. При этом коэффициент обточки, равный отношению

уменьшенного D_{2y} и заводского D_2 наружных диаметров рабочего колеса насоса, определяется по формуле:

$$k_{обм} = \frac{D_{2y}}{D_2} = \sqrt{\frac{h_M^* + b_M \cdot Q^2}{a_M}}, \quad (1.15)$$

где h_M^* – требуемый напор, развиваемый магистральным насосом после обточки рабочего колеса; a_M, b_M – коэффициенты уравнения (1.12) напорной характеристики магистрального насоса с соответствующим рабочим колесом диаметра D_2 , приведенные в приложении Е.

Для принятого стандартного диаметра D_n вычисляется **толщина стенки трубопровода**

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot p)}, \quad (1.16)$$

где p – рабочее давление в трубопроводе, МПа; n_p – коэффициент надежности по нагрузке; R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа, равное:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (1.17)$$

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, МПа ($R_1^H = \sigma_6$); m – коэффициент условий работы; k_1 – коэффициент надежности по материалу; k_n – коэффициент надежности по назначению;

Коэффициенты n_p, m, k_1 , и k_n определяются по СНиП 2.05.06-85* [114].

Вычисленное значение толщины стенки трубопровода δ округляется в большую сторону до стандартной величины δ_n из рассматриваемого сортамента труб (приложение Г).

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле

$$D_{вн} = D_n - 2\delta_n. \quad (1.18)$$

Гидравлический расчет нефтепровода выполняется для найденного значения внутреннего диаметра $D_{вн}$. Результатом гидравлического расчета является определение потерь напора в трубопроводе.

При перекачке нефти по магистральному нефтепроводу напор, развиваемый насосами перекачивающих станций, расходуется на трение h_τ (с учетом местных сопротивлений), статического сопротивления из-за разности геодезических (высотных) отметок Δz , а также создания требуемого остаточного напора в конце каждого эксплуатационного участка трубопровода $h_{ост}$. Слагаемое h_τ зависит от скорости течения нефти в трубопроводе.

Средняя скорость течения нефти (м/с) определяется по формуле:

$$w = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}, \quad (1.19)$$

где $Q_c = Q/3600$ – расчетная производительность перекачки, м³/с; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр, м.

Потери напора на трение (м) в трубопроводе определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_\tau = \lambda \cdot \frac{L_p}{D_{\text{вн}}} \cdot \frac{w^2}{2g} \quad (1.20)$$

либо по обобщенной формуле Лейбензона

$$h_\tau = \bar{\beta} \cdot \frac{\nu^{\bar{m}} \cdot Q_c^{2-\bar{m}}}{D_{\text{вн}}^{5-\bar{m}}} \cdot L_p, \quad (1.21)$$

где L_p – расчетная длина нефтепровода (равна полной длине трубопровода при отсутствии перевальных точек), м; ν – расчетная кинематическая вязкость нефти, м²/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $\bar{\beta}$, $\bar{m}$ – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона.

Значения λ , $\bar{\beta}$ и $\bar{m}$ зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы. Режим течения жидкости характеризуется безразмерным параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot D_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \nu}. \quad (1.22)$$

При значениях $Re < 2320$ наблюдается ламинарный режим течения жидкости. Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

- гидравлически гладкие трубы $2320 < Re < Re_1$;
- зона смешанного трения $Re_1 < Re < Re_2$;
- квадратичное (шероховатое) трение $Re > Re_2$.

Значения переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 определяют по формулам:

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{k}}; \quad Re_2 = \frac{500}{\bar{k}}, \quad (1.23)$$

где $\bar{k} = k_\Sigma / D$ – относительная шероховатость трубы; k_Σ – эквивалентная шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния.

Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $k_\Sigma = 0,2$ мм [136].

Расчет коэффициентов λ , $\bar{\beta}$ и $\bar{m}$ выполняется по формулам, приведенным в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Значения коэффициентов λ , $\bar{\beta}$ и $\bar{m}$ для различных режимов течения жидкости

Режим течения		λ	$\bar{m}$	$\bar{\beta}$, с ² /м
ламинарный		$64/Re$	1	4,15
турбулентный	гидравлически гладкие трубы	$0,3164/Re^{0,25}$	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \bar{k} \right)^{0,25}$	0,123	$0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \bar{k} - 0,627)}$
	квадратичное трение	$0,11 \cdot \bar{k}^{0,25}$	0	$0,0826 \cdot \lambda$

Суммарные потери напора в трубопроводе составляют

$$H = 1,02h_{\tau} + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot h_{\text{ОСТ}}, \quad (1.24)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в линейной части нефтепровода; $\Delta z = z_K - z_H$ – разность геодезических отметок, м; $N_{\text{Э}}$ – число эксплуатационных участков (назначается согласно протяженности эксплуатационного участка в пределах 400 – 600 км [105]); $h_{\text{ОСТ}}$ – остаточный напор в конце эксплуатационного участка, $h_{\text{ОСТ}} = 30 - 40$ м.

Гидравлический уклон магистрали определяется как отношение потерь напора на трение h_{τ} к расчетной длине нефтепровода L_p по формуле:

$$i = \frac{h_{\tau}}{L_p} = \lambda \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g \cdot D_{\text{вн}}} = \bar{\beta} \cdot \frac{v^{\bar{m}} \cdot Q_c^{2-\bar{m}}}{D_{\text{вн}}^{5-\bar{m}}}. \quad (1.25)$$

На основании уравнения баланса напоров

$$N_{\text{Э}} \cdot h_{\Pi} + n_0 \cdot H_{\text{СТ}} = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot h_{\text{ОСТ}} \quad (1.26)$$

необходимое число перекачивающих станций составит:

$$n_0 = \frac{H - N_{\text{Э}} h_{\Pi}}{H_{\text{СТ}}}. \quad (1.27)$$

Как правило, значение n_0 оказывается дробным и его следует округлить до ближайшего целого числа.

Рассмотрим вариант округления числа НПС в меньшую сторону (рис. 1.8.). В этом случае при $n < n_0$ напора станций недостаточно, следовательно, для обеспечения плановой производительности Q необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода прокладкой дополнительного лупинга. При этом характеристика трубопровода станет более пологой и рабочая точка A_1 сместится до положения A_2 . Длину лупинга $\ell_{\text{л}}$ можно рассчитать из соотношения:

$$\ell_{\text{л}} = \frac{(n_0 - n) \cdot H_{CT}}{1,02 \cdot i \cdot (1 - \omega)}, \quad (1.28)$$

где

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{л}}}{D_{\text{вн}}} \right)^{\frac{5-\bar{m}}{2-\bar{m}}} \right]^{2-\bar{m}}}. \quad (1.29)$$

При равенстве $D_{\text{вн}} = D_{\text{л}}$ величина $\omega = \frac{1}{2^{2-\bar{m}}}$.

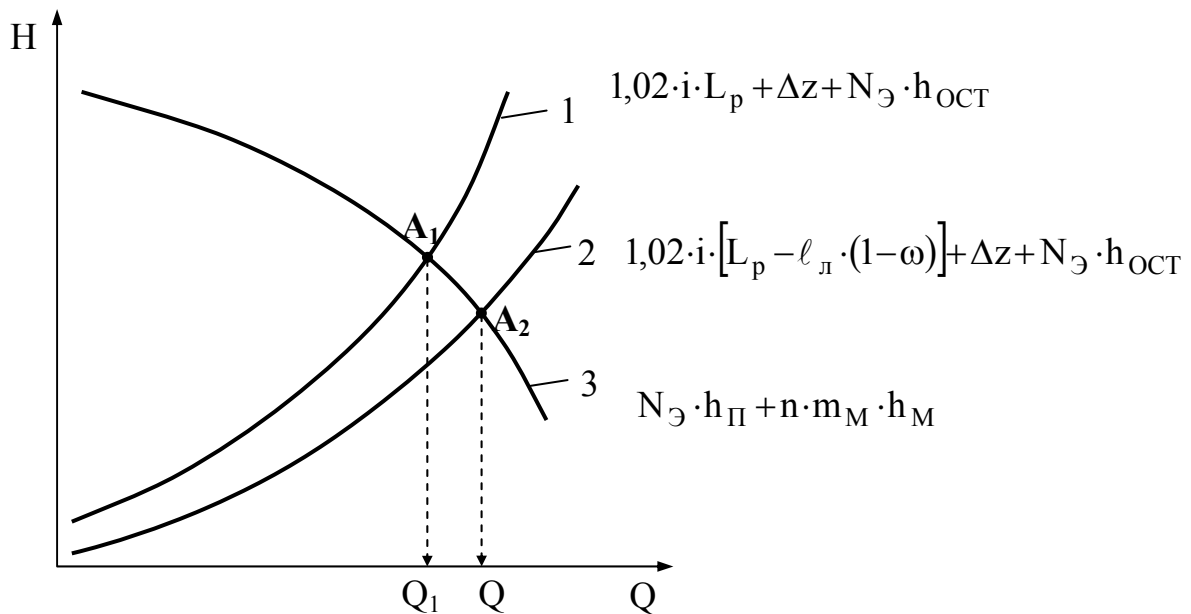


Рис. 1.8. Совмещенная характеристика нефтепровода при округлении числа НПС в меньшую сторону:

1 – характеристика трубопровода постоянного диаметра; 2 – характеристика трубопровода с лупингом; 3 – характеристика нефтеперекачивающих станций

В случае округления числа станций в большую сторону ($n > n_0$) целесообразно предусмотреть вариант циклической перекачки. При циклической перекачке эксплуатация нефтепровода осуществляется на двух режимах (рис. 1.9): часть планового времени τ_2 перекачка ведется на повышенном режиме с производительностью $Q_2 > Q$ (например, если на каждой НПС включено m_M магистральных насосов). Остаток времени τ_1 нефтепровод

работает на пониженном режиме с производительностью $Q_1 < Q$ (например, если на каждой НПС включено $m_M - 1$ магистральных насосов).

Параметры циклической перекачки определяются из решения системы уравнений

$$\begin{cases} Q_1 \tau_1 + Q_2 \tau_2 = V_G ; \\ \tau_1 + \tau_2 = 24 \cdot N_p , \end{cases} \quad (1.30)$$

где V_G – плановый (годовой) объем перекачки нефти, $V_G = 24 \cdot N_p \cdot Q$; τ_1, τ_2 – продолжительность работы нефтепровода на первом и втором режимах.

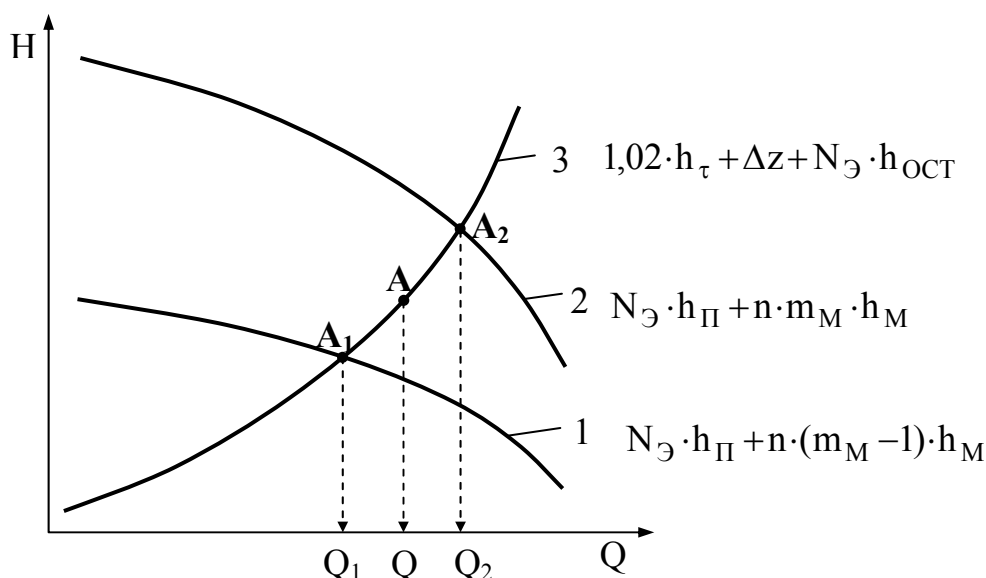


Рис.1.9. Совмещенная характеристика нефтепровода при циклической перекачке:

1 – характеристика нефтеперекачивающих станций при $(m_M - 1)$; 2 – характеристика нефтеперекачивающих станций при m_M ; 3 – характеристика трубопровода постоянного диаметра

Значения Q_1 и Q_2 определяются графически из совмещенной характеристики нефтепровода и нефтеперекачивающих станций (рис.1.9) либо аналитически.

Решение системы (1.26) сводится к вычислению времени τ_1 и τ_2

$$\tau_1 = \frac{24 \cdot N_p (Q_2 - Q)}{Q_2 - Q_1} ; \quad \tau_2 = \frac{24 \cdot N_p (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1} . \quad (1.31)$$

1.4.2. Расстановка нефтеперекачивающих станций по трассе нефтепровода

Расстановка нефтеперекачивающих станций выполняется графически на сжатом профиле трассы. Рассмотрим реализацию этого метода для случая округления числа нефтеперекачивающих станций **в большую сторону** ($n > n_0$) на примере одного эксплуатационного участка (рис. 1.10).

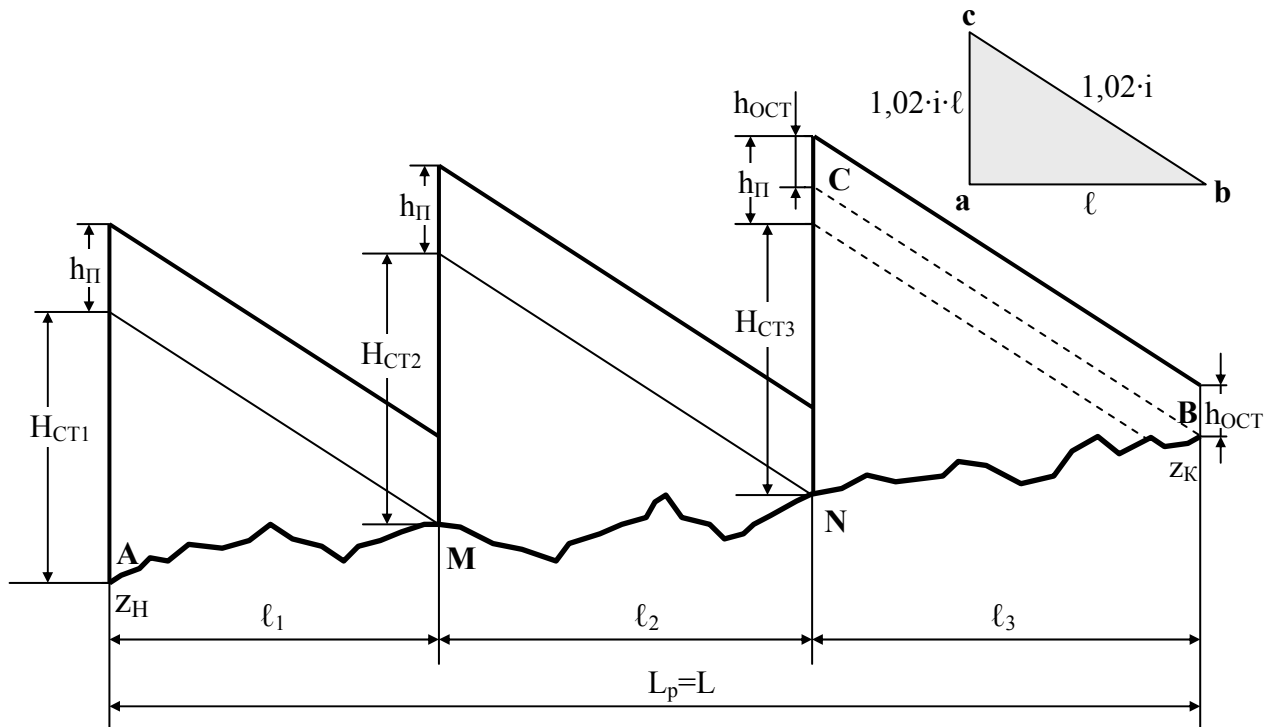


Рис. 1.10. Расстановка нефтеперекачивающих станций по трассе нефтепровода постоянного диаметра

- 1) По известной производительности нефтепровода определяется значение гидравлического уклона i . Величина гидравлического уклона в случае варианта циклической перекачки вычисляется исходя наибольшей производительности нефтепровода, то есть Q_2 (рис. 1.9).
- 2) Строится треугольник гидравлического уклона abc (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах длин и высот сжатого профиля трассы.
- 3) Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот строится отрезок, равный активному напору нефтеперекачивающей станции $H_{СТ1}$. Из вершины отрезка $H_{СТ1}$ проводится линия, параллельная гипотенузе гидравлического треугольника, до пересечения с профилем трассы. Точка M соответствует местоположению второй НПС.

- 4) Из вершины отрезка H_{CT1} вертикально вверх откладывается отрезок, равный h_{Π} в масштабе высот. Линия, проведенная параллельно i из вершины $H_{CT1} + h_{\Pi}$, показывает распределение напора на первом линейном участке.
- 5) Аналогично определяются местоположения остальных НПС в пределах эксплуатационного участка.
- 6) Место расположения НПС на границе эксплуатационных участков определяется построением отрезка BC , который проводится из вершины отрезка $CN = H_{CT1} + h_{\Pi} - h_{OCT}$ параллельно i до пересечения с профилем трассы.
- 7) При правильно выполненных расчетах и построениях на конечном пункте трубопровода остается остаточный напор h_{OCT} .

При округлении числа перекачивающих станций **в меньшую сторону** ($n > n_0$) рассчитывается длина лупинга и гидравлический уклон на участке с лупингом. Дополнительно строится гидравлический треугольник abd . Его гипотенуза bd определяет положение линии гидравлического уклона на участке с лупингом i_L (рис. 1.11).

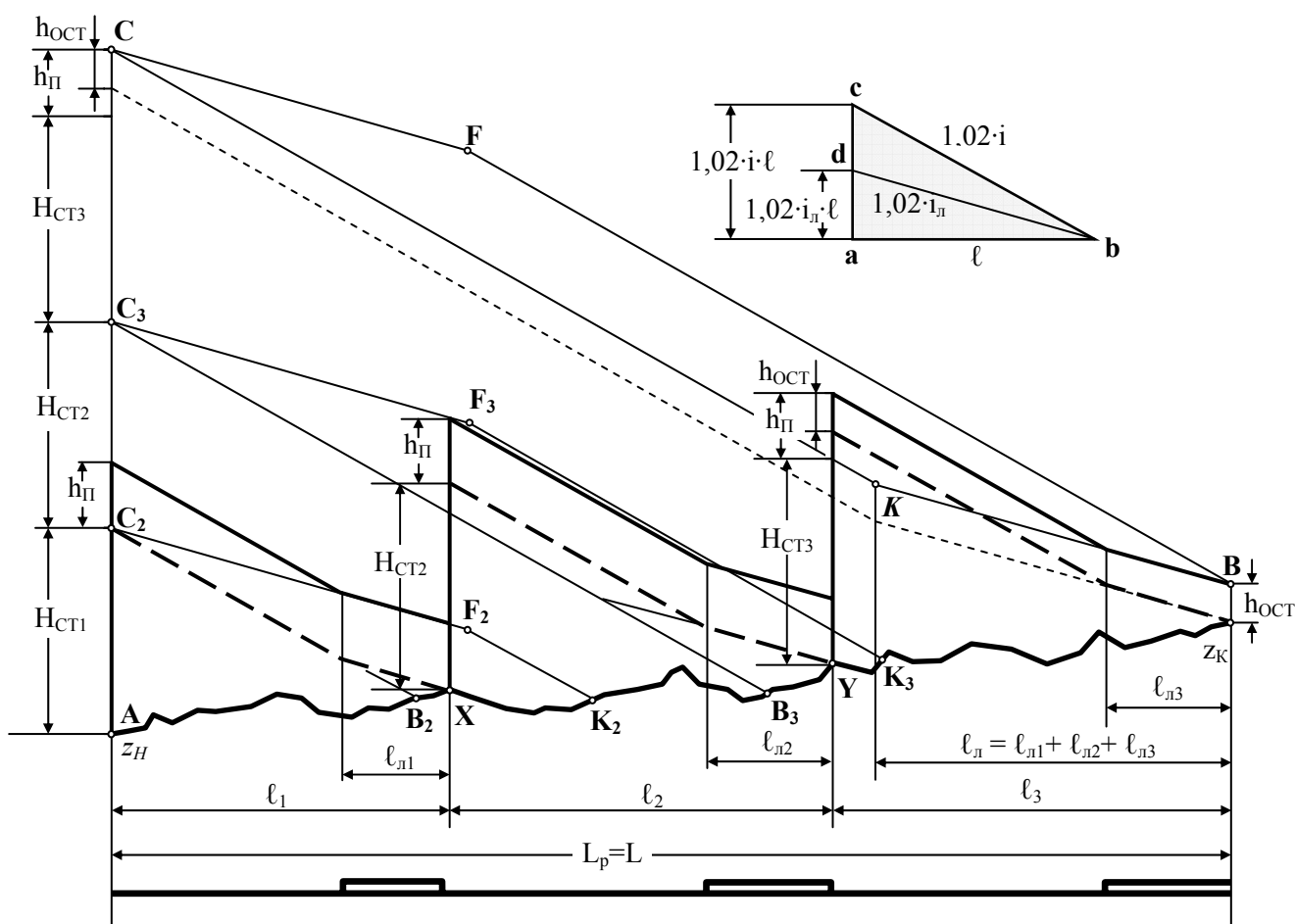


Рис. 1.11. Расстановка нефтеперекачивающих станций и лупингов по трассе нефтепровода

Из точек C и B строятся параллелограмм $CFBK$, стороны FB и CK которого параллельны линии bd , а стороны CF и BK – параллельны линии bc гидравлических треугольников abc и abd . При этом горизонтальные проекции отрезков CF и BK равны протяженности лупинга в горизонтальном масштабе.

Как видно из рисунка, при размещении всего лупинга в начале нефтепровода, линия падения напора будет изображаться ломаной CFB , а в случае расположения его в конце нефтепровода – ломаной CKB . По правилу параллелограмма лупинг можно размещать в любом месте трассы, поскольку все варианты гидравлически равнозначны. Лупинг также можно разбивать на части. Однако предпочтительнее размещать лупинг (или его части) в конце трубопровода (перегонов между перекачивающими станциями).

Расстановка нефтеперекачивающих станций по трассе в случае прокладки лупинга выполняется в следующем порядке. Из точек C_2 и C_3 строятся части аналогичных $CFBK$ параллелограммов до пересечения с профилем трассы. Таким образом, вторую перекачивающую станцию можно разместить в зоне возможного расположения B_2K_2 , а третью – в зоне B_3K_3 . Предположим, что исходя из конкретных условий, станции решено расположить в точках X и Y .

Проводя из точки X линию, параллельную i_L , до пересечения с линией C_2B_2 , определяется протяженность лупинга $\ell_{Л1}$. Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков $\ell_{Л1}$, $\ell_{Л2}$ и $\ell_{Л3}$ должна равняться расчетной длине лупинга ℓ_L , найденной из выражения (1.28).

1.4.3. Расчет режимов эксплуатации нефтепровода

Магистральный нефтепровод разделяется на эксплуатационные участки, в пределах которых нефтеперекачивающие станции работают по системе «из насоса в насос».

Режим работы нефтепровода в пределах эксплуатационного участка определяется совместным решением уравнений, описывающих гидравлическую характеристику линейных участков трубопровода и напорную характеристику нефтеперекачивающих станций. При этом должны учитываться разрешенные давления, определяемые исходя из технического состояния трубопровода на каждом линейном участке, а также ограничения на работу насосов.

Производительность нефтепровода при рассматриваемом режиме перекачки определяется из решения системы уравнений (баланса напоров):

$$\begin{cases} H_{TP} = \sum_{j=1}^n (1,02 \cdot h_{\tau j} + \Delta z_j) + h_{OCT} ; \\ H_{ПС} = h_{II} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot h_{Mjk} , \end{cases} \quad (1.32)$$

где H_{TP} – напор, необходимый для преодоления гидравлического сопротивления трубопровода, разности геодезических отметок и создания остаточного напора в конце эксплуатационного участка; $H_{ПС}$ – напор, развиваемый всеми работающими насосами при рассматриваемом режиме перекачки; Δz_j – разность геодезических отметок на j -м линейном участке; n – число линейных участков (нефтеперекачивающих станций); h_{OCT} – остаточный напор в конце эксплуатационного участка; $h_{\tau j}$ – потери напора на трение на j -м линейном участке трубопровода; n_{Mj} – число магистральных насосов, установленных на j -й НПС; $h_{П}$ – напор, развиваемый подпорными насосами; h_{Mjk} – напор, развиваемый k -м магистральным насосом j -й НПС; φ_{jk} – индекс состояния k -го магистрального насосного агрегата j -й НПС ($\varphi_{jk}=1$ при работающем насосе и $\varphi_{jk}=0$ при остановленном насосе).

Потери напора на трение $h_{\tau j}$ могут быть определены любым из известных методов, например, по формуле Лейбензона (1.21).

Напор на выходе c -й нефтеперекачивающей станции определяется из соотношения

$$H_{ПSc} = \Delta H_c + H_{СТc}, \quad (1.33)$$

где ΔH_c – подпор на входе c -й нефтеперекачивающей станции; $H_{СТc}$ – напор, создаваемый работающими насосами c -й НПС, равный

$$H_{СТc} = \sum_{k=1}^{n_{Mc}} \varphi_{ck} \cdot h_{Mck}. \quad (1.34)$$

Подпор на всасывающей линии c -й НПС определяется как разность между напорами, создаваемыми $(c-1)$ перекачивающими станциями и потерями в трубопроводе, состоящем из $(c-1)$ линейных участков

$$\Delta H_c = h_{П} + \sum_{j=1}^{c-1} \sum_{k=1}^{n_{Mj}} \varphi_{jk} \cdot h_{Mjk} - \sum_{j=1}^{c-1} (1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z)_j. \quad (1.35)$$

Напоры на входе и на выходе c -й перекачивающей станции должны удовлетворять условию, накладываемому ограничениями по минимально допустимому подпору ΔH_{minc} и максимальному напору $H_{ПScmaxc}$

$$\begin{aligned} H_{ПSc} &\leq H_{ПScmaxc}; \\ \Delta H_c &\geq \Delta H_{minc}. \end{aligned} \quad (1.36)$$

Режим работы нефтепровода, отвечающий условию (1.36) следует считать возможным, в противном случае режим отвергается.

С увеличением числа НПС, типов применяемых роторов магистральных насосов и комбинаций их включения существенно возрастает и количество возможных режимов эксплуатации нефтепровода, поэтому их поиск целесообразно выполнять с помощью ЭВМ.

1.5. Технологический расчет магистрального газопровода

Цель расчета:

1. выбрать рабочее давление, определить число компрессорных станций (КС) и расстояние между ними;
2. выполнить уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями;
3. выбрать тип газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и произвести расчет режима работы КС.

Основными **исходными данными** для технологического расчета магистрального газопровода являются:

- плановый объем транспортируемого газа Q_G , млрд. м³/год;
- состав транспортируемого газа и свойства его компонентов;
- протяженность газопровода L , км;
- характеристики труб и газоперекачивающих агрегатов;
- данные о температуре окружающей среды и воздуха в районе сооружения газопровода.

1.5.1 Выбор рабочего давления, определение числа КС и расстояния между ними

Расчет выполняется в соответствии с требованиями норм технологического проектирования [84].

Для определения числа компрессорных станций необходимо уточнить рабочее давление в газопроводе и давление на входе компрессорной станции. Выбранные давления должны соответствовать нормативным давлениям на входе и выходе центробежных нагнетателей в соответствии с их характеристиками [4].

Выбор рабочего давления. Современные газопроводы работают с рабочим давлением 7,35 МПа (75 кгс/см²). При этом абсолютное давление на нагнетании $p_{НАГ}$ центробежного нагнетателя (ЦН) не должно превышать 7,46 МПа (76 кгс/см²). Анализ характеристик ЦН [4] показывает, что давление на всасывании $p_{ВС}$ центробежного нагнетателя находится в интервале 4,97 – 5,18 МПа (50,7 – 52,8 кгс/см²).

Расчет свойств транспортируемого газа. Основными свойствами газа, необходимыми для выполнения технологического расчета газопровода, являются: плотность, молярная масса, газовая постоянная, псевдокритические температура и давление, относительная плотность газа по воздуху. Некоторые свойства компонентов природных газов [43] приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Физические свойства компонентов природных газов

Газ	Плотность, кг/м ³		Динамическая вязкость, 10 ⁷ Па·с		Молярная масса, кг/кмоль	Газовая постоянная, Дж/(кг·К)
	при 273К и 0,1013 МПа	при 293К и 0,1013 МПа	при 273К и 0,1013 МПа	при 293К и 0,1013 МПа		
Метан CH ₄	0,717	0,669	1,020	1,102	16,04	518,57
Этан C ₂ H ₆	1,356	1,264	0,880	0,940	30,07	276,64
Пропан C ₃ H ₈	2,010	1,872	0,770	0,820	44,09	188,68
Бутан C ₄ H ₁₀	2,307	2,519	0,690	0,760	58,12	143,08
Пентан C ₅ H ₁₂	3,457	3,228	0,636	0,632	72,15	115,23
Азот N ₂	1,251	1,165	1,710	1,840	28,02	296,75
Оксид углерода CO	1,250	1,165	–	–	28,01	296,94
Двуокись углерода CO ₂	1,977	1,842	1,400	1,650	44,01	188,97
Сероводород H ₂ S	1,539	1,434	1,230	–	34,02	115,23
Воздух	1,293	1,206	1,745	1,822	28,96	292,70

Плотность газа при стандартных условиях (293К и 0,101325 МПа) определяется по формуле аддитивности (сложения):

$$\rho_{СТ} = a_1 \cdot \rho_1 + a_2 \cdot \rho_2 + \dots + a_n \cdot \rho_n, \quad (1.37)$$

где $a_1, \dots, a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава газа; $\rho_1, \dots, \rho_n$ – плотность компонента при стандартных условиях, кг/м³.

Молярная масса

$$M = a_1 \cdot M_1 + a_2 \cdot M_2 + \dots + a_n \cdot M_n, \quad (1.38)$$

где $M_1, \dots, M_n$ – молярная масса компонента, кг/кмоль.

Газовая постоянная (Дж/(кг·К))

$$R = \bar{R} / M, \quad (1.39)$$

где $\bar{R} = 8314,4$ – универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К).

Псевдокритические температура $T_{ПК}$ (К) и давление $p_{ПК}$ (МПа) для природных газов с содержанием метана 85% и более могут быть найдены по известной плотности газа при стандартных условиях [84]:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{СТ}) \quad ; \quad (1.40)$$

$$p_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{СТ}) \quad . \quad (1.41)$$

Относительная плотность газа по воздуху

$$\Delta = \rho / \rho_{ВОЗД} = \rho_{СТ} / 1,206. \quad (1.42)$$

Суточная производительность газопровода при стандартных условиях Q (млн. м³/сут) определяется по формуле:

$$Q = \frac{Q_G \cdot 10^3}{365 \cdot k_H}, \quad (1.43)$$

где k_H – оценочный коэффициент пропускной способности газопровода, который ориентировочно можно принять $k_H = 0,9$.

Определение расстояния между компрессорными станциями.

Пользуясь формулой пропускной способности газопровода

$$Q = 105,087 \cdot D_{вн}^{2,5} \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot \ell}}, \quad (1.44)$$

выразим длину линейного участка между компрессорными станциями

$$\ell = \frac{105,087^2 \cdot D_{вн}^5 \cdot (p_H^2 - p_K^2)}{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP}}, \quad (1.45)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода, м; p_H и p_K – соответственно давления в начале и в конце линейного участка газопровода, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Z_{CP} – средний по длине коэффициент сжимаемости газа $Z_{CP} = f(p_{CP}, T_{CP})$; Δ – относительная плотность газа.

Условный диаметр газопровода в зависимости от принятого рабочего давления ориентировочно можно определить по табл. 1.8.

Таблица 1.8

Ориентировочные значения диаметра газопровода

D_y , мм	Годовая производительность Q_G , млрд.м ³ /год	
	$p_{НАГ} = 5,5$ МПа $p_{ВС} = 3,8$ МПа	$p_{НАГ} = 7,5$ МПа $p_{ВС} = 5,1$ МПа
500	1,6 – 2,0	2,2 – 2,7
600	2,6 – 3,2	3,4 – 4,1
700	3,8 – 4,5	4,9 – 6,0
800	5,2 – 6,4	6,9 – 8,4
1000	9,2 – 11,2	12,1 – 14,8
1200	14,6 – 17,8	19,3 – 23,5
1400	21,5 – 26,4	28,4 – 34,7

Для расчета расстояния между КС можно принять ориентировочное значение средней температуры, например

$$T_{CP} = (T_O + T_H) / 2, \quad (1.46)$$

где T_O – температура окружающей среды на глубине заложения газопровода; T_H – температура газа на входе в линейный участок, которую можно принять равной 303 – 313К.

Давление в начале участка газопровода определяется по формуле [84]:

$$p_H = p_{HAG} - (\delta p_{BIX} + \delta p_{OXL}) = p_{HAG} - \Delta p_{HAG}, \quad (1.47)$$

где δp_{BIX} – потери давления в трубопроводе между компрессорным цехом и узлом подключения к линейной части магистрального газопровода (без учета потерь давления в системе охлаждения транспортируемого газа); δp_{OXL} – потери давления в системе охлаждения газа, включая его обвязку.

Для охлаждения газа в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) следует принимать $\delta p_{OXL} = 0,06$ МПа. При отсутствии охлаждения газа $\delta p_{OXL} = 0$

Потери давления могут быть приняты по табл. 1.9.

Таблица 1.9

Потери давления газа на КС [84]

Давление в газопро- воде (избыточ- ное), МПа	Потери давления газа на КС, МПа		
	на всасывании Δp_{BC}		на нагнетании δp_{BIX}
	при одно- ступенчатой очистке газа	при двух- ступенчатой очистке газа	
5,40	0,08	0,13	0,07
7,35	0,12	0,19	0,11
9,81	0,13	0,21	0,13

Давление в конце участка газопровода

$$p_K = p_{BC} + \Delta p_{BC}, \quad (1.48)$$

где Δp_{BC} – потери давления газа на входе КС с учетом потерь давления в подводящих шлейфах и на узле очистки газа (принимается по табл. 1.9).

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{TP}}{E_G^2}, \quad (1.49)$$

где E_G – коэффициент гидравлической эффективности, принимается по результатам расчетов диспетчерской службы в соответствии с отраслевой методикой; при отсутствии этих данных коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0,95, если на газопроводе имеются

устройства для периодической очистки внутренней полости трубопроводов, а при отсутствии указанных устройств принимается равным 0,92.

Коэффициент сопротивления трению для всех режимов течения газа в газопроводе определяется по формуле:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_{\Sigma}}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,2}, \quad (1.50)$$

где k_{Σ} – эквивалентная шероховатость труб: для монолитных труб без внутреннего антикоррозионного покрытия принимается равной $3 \cdot 10^{-5}$ м; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; Re – число Рейнольдса, которое определяется по формуле:

$$Re = 17,75 \cdot \frac{\Delta \cdot Q}{D_{\text{вн}} \cdot \mu}, \quad (1.51)$$

где Q – производительность газопровода, млн. м³/сут; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода, м; μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с.

В первом приближении можно принять квадратичный режим течения газа и λ_{TP} определить как:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k_{\Sigma}}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,2}. \quad (1.52)$$

Коэффициент сжимаемости газа определяется по формуле:

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 \cdot p_{PP}}{\tau}, \quad (1.53)$$

где значения приведенных давления и температуры при $p = p_{CP}$ и $T = T_{CP}$ определяются как

$$p_{PP} = p / p_{PK}; \quad (1.54)$$

$$T_{PP} = T / T_{PK}. \quad (1.55)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{PP} + 0,78 \cdot T_{PP}^2 + 0,0107 \cdot T_{PP}^3. \quad (1.56)$$

Среднее давление в газопроводе

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right). \quad (1.57)$$

Вычислив расстояние между КС по формуле (1.45), определяем требуемое число компрессорных станций:

$$n_0 = \frac{L}{\ell}. \quad (1.58)$$

После округления найденного числа КС n_0 до целого значения n (как правило, в большую сторону), уточняем значения расстояния между КС

$$\ell = \frac{L_{ГП}}{n} . \quad (1.59)$$

1.5.2. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями

Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями производится целью определения давления и температуры газа в конце рассматриваемого участка.

Абсолютное давление в конце участка газопровода определяется из формулы расхода (1.44):

$$p_K = \sqrt{p_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot \ell}{105,087^2 \cdot D_{вн}^5}} . \quad (1.60)$$

В этом уравнении величина λ вычисляется по формуле (1.50) с учетом коэффициента динамической вязкости μ при средних значениях температуры и давления газа на линейном участке, которые определяются методом последовательных приближений.

Порядок дальнейшего расчета будет следующий:

- 1) Принимаются в качестве **первого приближения** значения λ и Z_{CP} , найденные из предварительного определения расстояния между КС. Значение T_{CP} определяется по формуле (1.46).
- 2) По формуле (1.60) определяется в первом приближении значение p_K .
- 3) Определяется среднее давление p_{CP} по формуле (1.57).
- 4) По формулам (1.54) и (1.55) с учетом средних значений давления и температуры определяем средние приведенные давление $p_{ПР}$ и температуру $T_{ПР}$.

Для расчета конечного давления **во втором приближении** вычисляются уточненные значения T_{CP} , λ и Z_{CP} . Для этого при определении T_{CP} будем использовать величины средней удельной теплоемкости C_P , коэффициента Джоуля-Томсона D_i и коэффициента a_t , вычисленные для значений p_{CP} и T_{CP} первого приближения.

- 5) Удельная теплоемкость газа C_P (кДж/(кг·К)) определяется по формуле:

$$C_P = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{CP} + 1,96 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(p_{CP} - 0,1)}{T_{CP}^3} . \quad (1.61)$$

- 6) Коэффициент Джоуля–Томсона D_i (К/МПа) вычисляется по формуле:

$$D_i = \frac{1}{C_P} \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{CP}^2} - 1,5 \right) . \quad (1.62)$$

- 7) Средняя температура газа рассчитывается по формуле:

$$T_{CP} = T_0 + (T_H - T_0) \cdot \frac{1 - e^{-a_t \cdot \ell}}{a_t \cdot \ell} - D_i \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{2 \cdot a_t \cdot \ell \cdot p_{CP}} \cdot \left(1 - \frac{1 - e^{-a_t \cdot \ell}}{a_t \cdot \ell} \right). \quad (1.63)$$

где a_t – коэффициент (1/км), рассчитываемый по формуле:

$$a_t = 0,225 \cdot \frac{K_{CP} \cdot D_{вн}}{Q \cdot \Delta \cdot C_P}; \quad (1.64)$$

K_{CP} – средний на линейном участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/(м²·К).

8) Коэффициент сжимаемости Z_{CP} определяется по формуле (1.53).

9) Коэффициент динамической вязкости рассчитывается по формуле:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + \rho_{CT} \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{CT})] \cdot [0,037 + T_{ПР} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{ПР})] \times \\ \times \left[1 + \frac{p_{ПР}^2}{30 \cdot (T_{ПР} - 1)} \right]. \quad (1.65)$$

10) Число Рейнольдса вычисляется по формуле (1.51).

11) Коэффициент сопротивления трению $\lambda_{ТР}$ и коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляются соответственно по формулам (1.50) и (1.49).

12) Определяем конечное давление во втором приближении по формуле (1.60).

13) Если полученный результат отличается от предыдущего приближения более, чем на 1%, имеет смысл уточнить расчеты, выполняя третье приближение, начиная с пункта 3. Если результат удовлетворяет требованиям точности расчетов, переходим к следующему пункту.

14) Уточняется среднее давление по формуле (1.57).

15) Определяется конечная температура газа

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-a_t \cdot \ell} - D_i \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{2 \cdot a_t \cdot \ell \cdot p_{CP}} \cdot (1 - e^{-a_t \cdot \ell}). \quad (1.66)$$

На этом тепловой и гидравлический расчет участка газопровода заканчивается.

Значение коэффициента теплопередачи K_{CP} в выражении (1.64) для подземных газопроводов (без тепловой изоляции), следует определять по формуле:

$$K_{CP} = \frac{\lambda_{cp}}{D_H} \cdot \left[0,65 + \left(\frac{D_H}{h_{оэ}} \right)^2 \right], \quad (1.67)$$

где

$$h_{оэ} = h_o + \lambda_{cp} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_6} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right); \quad (1.68)$$

λ_{zp} – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·К); D_n – наружный диаметр газопровода, м; h_o – глубина заложения оси газопровода от поверхности грунта, м; $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова, м; $\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, допускается принимать в зависимости от состояния снега: снег свежеснежавший $\lambda_{сн}=0,1$ Вт/(м·К); снег уплотненный $\lambda_{сн}=0,35$ Вт/(м·К); снег тающий $\lambda_{сн}=0,64$ Вт/(м·К);

α_6 – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, Вт/(м²·К)

$$\alpha_6 = 6,2 + 4,2 \cdot v, \quad (1.69)$$

где v – скорость ветра, м/с.

Для практических расчетов коэффициент теплопроводности грунта λ_{zp} может быть рассчитан по следующим эмпирическим формулам:

для песка

$$10^3 \cdot \lg \lambda_{zp} = -134,2 + 23,89 \cdot \omega_{zp} - 2,389 \cdot T_{zp} + 442,98 \cdot \rho_{zp} - 0,276 \cdot \omega_{zp}^2; \quad (1.70)$$

для суглинка

$$10^3 \cdot \lg \lambda_{zp} = -711,8 + 8,25 \cdot \omega_{zp} + 2,48 \cdot T_{zp} - 17,2 \cdot \rho_{zp}; \quad (1.71)$$

для смешанного грунта (песок, глина, суглинок, супесь, песчаник, известняк)

$$10^3 \cdot \lg \lambda_{zp} = -920,27 + 13,9 \cdot \omega_{zp} + 3,26 \cdot T_{zp} + 18,6 \cdot \rho_{zp} - 0,36 \cdot \omega_{zp}^2, \quad (1.72)$$

где ω_{zp} – влажность грунта, %; T_{zp} – температура грунта на глубине заложения оси газопровода, К; ρ_{zp} – плотность грунта, т/м³.

Расчетное значение коэффициента теплопередачи можно определить также по формуле:

$$K_{CP} = \bar{K} \cdot \left(\frac{1}{D} \right)^{0,9}, \quad (1.73)$$

где D – внутренний диаметр газопровода, м; $\bar{K}$ – базовый коэффициент теплопередачи для газопровода диаметром 1 м.

При ориентировочных расчетах допускается принимать: для песка $\bar{K} = 1,1 - 2,4$ Вт/(м²·К); для суглинка $\bar{K} = 1,05 - 1,65$ Вт/(м²·К); для смешанного грунта $\bar{K} = 1,27 - 1,34$ Вт/(м²·К).

1.5.3. Выбор типа ГПА и расчет режима работы КС

Для расчетов режимов работы КС применяются характеристики ЦН, представляющие зависимость степени повышения давления ε , политропического коэффициента полезного действия $\eta_{пол}$ и приведенной относительной внутренней мощности

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{ПР} = \frac{N_i}{\rho_{BC}} \cdot \left(\frac{n_H}{n} \right)^3 \quad (1.74)$$

от приведенной объемной производительности

$$Q_{\text{ПР}} = \frac{n_H}{n} \cdot Q_{\text{ВС}} \quad (1.75)$$

при различных значениях приведенных относительных оборотов

$$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{\text{ПР}} = \frac{n}{n_H} \cdot \sqrt{\frac{Z_{\text{ПР}} \cdot R_{\text{ПР}} \cdot T_{\text{ПР}}}{Z_{\text{ВС}} \cdot R \cdot T_{\text{ВС}}}}, \quad (1.76)$$

где $\rho_{\text{ВС}}$, $Z_{\text{ВС}}$, $T_{\text{ВС}}$, $Q_{\text{ВС}}$ – соответственно плотность газа, коэффициент сжимаемости, температура газа и объемная производительность ЦН, приведенные к условиям всасывания; R – газовая постоянная вычисленная по формуле (1.39); $Z_{\text{ПР}}$, $R_{\text{ПР}}$, $T_{\text{ПР}}$ – условия приведения, для которых построены характеристики ЦН; N_i – внутренняя (индикаторная) мощность; n , n_H – соответственно рабочая частота вращения вала ЦН и номинальная частота вращения.

Основные параметры некоторых типов ЦН приведены в табл. 1.10 [4,71].

Таблица 1.10

**Основные параметры некоторых типов центробежных нагнетателей
при номинальном режиме работы**

Тип ЦН	Q_H , млн.м ³ /сут	Давление (абс.), МПа		ε	Приведенные параметры			n_H , мин ⁻¹
		$p_{\text{ВС}}$	$p_{\text{НАГ}}$		$Z_{\text{ПР}}$	$R_{\text{ПР}}$, Дж/(кг·К)	$T_{\text{ПР}}$, К	
Н-300-1,23*	19,0	3,63	5,49	1,23	0,910	490,5	288	6150
370-18-1*	37,0	4,96	7,45	1,23	0,888	508,2	288	4800
Н-16-56*	51,0	3,57	5,49	1,24	0,893	508,2	307	4600
235-21-1	18,3	5,18	7,45	1,44	0,888	508,2	288	4800
ГПА-Ц-6,3/76	11,4	5,14	7,45	1,45	0,900	508,2	293	8200
ГПА-Ц-16/76	32,6	5,14	7,45	1,44	0,888	508,2	288	4900
Н-16-76-1,44	31,0	5,18	7,45	1,44	0,898	508,2	288	6340
650-21-2	53,0	4,97	7,45	1,45	0,900	501,4	288	3700
650-22-2	47,0	4,97	7,45	1,45	0,900	501,4	288	3700
CDR-224	17,2	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	6200
RF2BB-30	21,8	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	6200
RF2BB-36	38,0	4,93	7,45	1,51	0,890	510,1	288	4437
PCL802/24	17,2	5,00	7,45	1,49	0,900	490,5	288	6200
PCL1002/40	45,0	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	4670

* – давления $p_{\text{ВС}}$ и $p_{\text{НАГ}}$ для работы нагнетателей по схеме двухступенчатого сжатия

Одним из универсальных видов характеристик ЦН является приведенная характеристика по методике ВНИИГАЗа (рис.1.12).

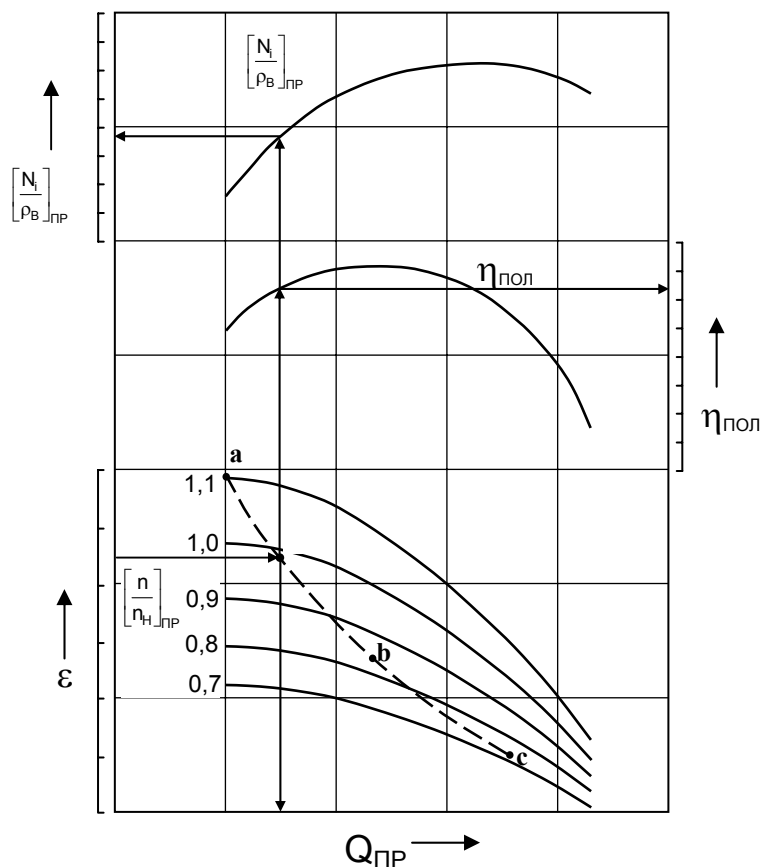


Рис. 1.12. Приведенная характеристика центробежного нагнетателя по методике ВНИИГАЗа

Порядок определения рабочих параметров следующий:

- 1) По известному составу газа, температуре и давлению на входе в ЦН определяется коэффициент сжимаемости Z_{BC} ;
- 2) Определяется плотность газа ρ_{BC} и производительность нагнетателя при условиях всасывания Q_{BC} :

$$\rho_{BC} = \rho_{CT} \frac{p_{BC} \cdot T_{CT} \cdot Z_{CT}}{p_{CT} \cdot T_{BC} \cdot Z_{BC}} ; \quad (1.77)$$

$$Q_{BC} = \frac{Q_{KC}}{24 \cdot 60 \cdot m_H} \cdot \frac{\rho_{CT}}{\rho_{BC}} , \quad (1.78)$$

где $Q_{KC} = Q$ – производительность КС при стандартных условиях; m_H – число параллельно работающих ЦН, определяемое из соотношения:

$$m_H = \frac{Q_{KC}}{Q_H} , \quad (1.79)$$

Q_H – номинальная производительность ЦН при стандартных условиях, млн.м³/сут.

- 3) Задаваясь несколькими (не менее трех) значениями оборотов ротора в диапазоне возможных частот вращения ГПА, по формулам (1.75) и (1.76) определяются $Q_{ПР}$ и $[n/n_H]_{ПР}$. Полученные точки наносятся на характеристику и соединяются линией (плавная кривая **abc** на рис. 1.12).
- 4) Определяется требуемая степень повышения давления

$$\varepsilon = \frac{P_{НАГ}}{P_{ВС}}, \quad (1.80)$$

где $P_{ВС}$, $P_{НАГ}$ – соответственно номинальное давление на входе и выходе ЦН.

Проведя горизонтальную линию из значения ε , найдем точку пересечения **A** с кривой **abc**. Восстанавливая из полученной точки перпендикуляр до пересечения с горизонтальной осью, находим $Q_{ПР}$. Аналогично определяются $\eta_{ПОЛ}$ и $[N_i/\rho_{ВС}]_{ПР}$ (рис. 1.12). Значение $Q_{ПР}$ должно удовлетворять условию $Q_{ПР} \geq Q_{ПР \min}$, где $Q_{ПР \min}$ – приведенная объемная производительность на границе зоны помпажа (расход, соответствующий левой границе характеристик ЦН).

- 5) Определяется внутренняя мощность, потребляемая ЦН

$$N_i = \rho_{ВС} \cdot \left[\frac{N_i}{\rho_{ВС}} \right]_{ПР} \cdot \left(\frac{n}{n_H} \right)^3, \quad (1.81)$$

где n – фактическая частота вращения ротора ЦН, определяемая из выражения (1.75)

$$n = \frac{Q_{ВС}}{Q_{ПР}} \cdot n_H. \quad (1.82)$$

- 6) Определяется мощность на муфте привода

$$N_e = N_i + N_{МЕХ}, \quad (1.83)$$

где $N_{МЕХ}$ – механические потери мощности в редукторе и подшипниках ЦН при номинальной загрузке (принимаются равными 1% от номинальной мощности привода).

- 7) Вычисляется располагаемая мощность газотурбинной установки (ГТУ)

$$N_e^P = N_e^H \cdot k_N \cdot k_{ОБЛ} \cdot k_Y \cdot \left(1 - k_t \cdot \frac{T_{ВОЗД}^H - T_{ВОЗД}}{T_{ВОЗД}} \right) \cdot \frac{P_a}{0,1013}, \quad (1.84)$$

где N_e^H – номинальная мощность ГТУ, кВт; k_N – коэффициент технического состояния по мощности; $k_{ОБЛ}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы противообледенения (при отключенной системе $k_{ОБЛ}=1$); k_Y

– коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла (при ее отсутствии $k_y=1$); k_t – коэффициент, учитывающий влияние атмосферного воздуха на мощность ГТУ; $T_{ВОЗД}$, $T_{ВОЗД}^H$ – соответственно фактическая и номинальная температура воздуха, К; p_a – расчетное давление наружного (атмосферного) воздуха, МПа.

Значения N_e^H , k_N , $k_{ОБЛ}$, k_y , k_t , $T_{ВОЗД}^H$ принимаются по справочным данным ГТУ (табл. 1.11) [25,71].

Таблица 1.11

Техническая характеристика некоторых типов ГПА с газотурбинным приводом

Тип ГТУ	N_e^H , кВт	$T_{ВОЗД}^H$, К	k_N	k_t	Частота вращения силового вала, мин ⁻¹	
					n_{min}	n_{max}
ГПА-Ц-6,3	6300	288	0,95	1,3	5740	8610
ГТК-10	10000	288	0,95	3,7	3300	5100
ГПУ-10	10000	298	0,95	3,7	3360	5300
ГТН-10И	10000	288	0,95	2,0	4550	6870
ГТК-16	16000	288	0,95	3,2	3500	4850
ГТН-16	16000	288	0,95	3,2	4400	6600
ГПА-Ц-16	16000	288	0,95	2,8	3430	5150
ГТН-25	25000	288	0,95	3,2	3500	3900
ГТН-25И	25000	288	0,95	2,2	3270	5100

- 8) Производится сравнение N_e и N_e^P . Должно выполняться условие $N_e \leq N_e^P$. При невыполнении этого условия следует увеличить число m_H и повторить расчет начиная с пункта 2.
- 9) Определяется температура газа на выходе ЦН

$$T_{НАГ} = T_{ВС} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}}, \quad (1.85)$$

где k – показатель адиабаты природного газа, $k=1,31$.

1.6. Примеры расчетов

Пример 1.1. Найти область поиска будущей трассы магистрального трубопровода, в которой встречаются четыре зоны различного вида препятствий (рис. 1. 13).

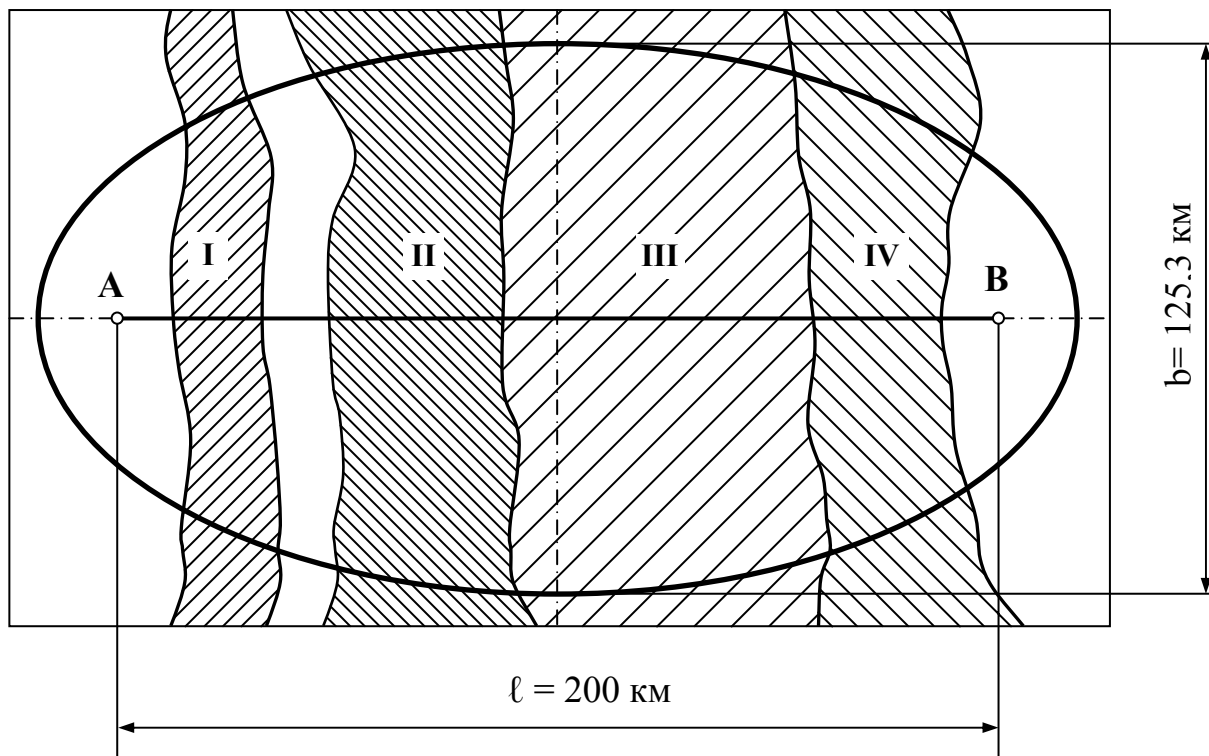


Рис 1.13. К примеру определения области поиска оптимальной трассы трубопровода

В нормальных условиях стоимость прокладки трубопровода $W_{ср.н}=500$ тыс. руб./км; при пересечении препятствия вида I – $W_I = 650$ тыс. руб./км; вида II – $W_{II}=550$ тыс. руб./км; вида III – $W_{III}=600$ тыс. руб./км и вида IV – $W_{IV}=700$ тыс.руб./км.

Длина геодезической прямой AB $\ell=200$ км, она пересекает зону препятствий вида I на участке длиной $\ell_I=20$ км; вида II – $\ell_{II}=40$ км; вида III – $\ell_{III}=70$ км и вида IV – $\ell_{IV}=30$ км.

Решение

1. Стоимость строительства трубопровода на геодезической прямой

$$\begin{aligned} W_{ср.с} &= \frac{1}{2} \cdot [W_I \cdot \ell_I + W_{II} \cdot \ell_{II} + W_{III} \cdot \ell_{III} + W_{IV} \cdot \ell_{IV} + W_{ср.н} \cdot (\ell - \ell_I - \ell_{II} - \ell_{III} - \ell_{IV})] = \\ &= \frac{1}{2} \cdot [650 \cdot 20 + 550 \cdot 40 + 600 \cdot 70 + 700 \cdot 30 + 500 \cdot (200 - 20 - 40 - 70 - 30)] = \\ &= 590 \text{ тыс. руб./км.} \end{aligned}$$

2. Коэффициент развития по формуле (1.2)

$$k_p = \frac{590}{500} = 1,18.$$

3. Ширина области поиска по формуле (1.4), принимая в качестве максимального значения коэффициент развития $k_{pmax} = 1,18$, составляет

$$b = 200 \cdot \sqrt{1,18^2 - 1} = 125,3 \text{ км.}$$

На рис. 1.13 построена получившаяся теоретическая область поиска оптимальной трассы магистрального трубопровода.

Пример 1.2. Выполнить расчет магистрального нефтепровода, предназначенного для работы в системе трубопроводов ($k_{НП} = 1,05$) с годовой производительностью $G_T = 15$ млн. т/год. Протяженность нефтепровода (перевальные точки отсутствуют) равна $L = 918$ км, разность геодезических отметок составляет $\Delta z = z_K - z_H = 208 - 136 = 72$ м. По нефтепроводу транспортируется нефть со свойствами: $\rho_{293} = 860,0$ кг/м³, $\nu_{273} = 33,4$ мм²/с, $\nu_{293} = 7,5$ мм²/с; расчетная температура перекачки составляет $T_p = 275$ К. Допустимое рабочее давление принять равным $p_{дон} = 6,4$ МПа.

Подобрать стандартный диаметр трубопровода и насосное оборудование. Рассчитать толщину стенки трубы. Определить потери напора при заданном объеме перекачки. Построить совмещенную характеристику нефтепровода и перекачивающих станций. Определить число перекачивающих станций и выполнить их расстановку на сжатом профиле трассы.

Решение

1. Расчетные значения плотности и вязкости перекачиваемой нефти

Расчетная плотность нефти при температуре $T = T_p$ по формуле (1.6). Сначала вычисляем значение температурной поправки

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 860,0 = 0,6941 \text{ кг/(м}^3 \cdot \text{К)};$$

затем расчетную плотность нефти

$$\rho_T = 860,0 + 0,6941 \cdot (293 - 275) = 872,5 \text{ кг/м}^3.$$

Расчетную кинематическую вязкость нефти определяем по формуле Вальтера. По известным значениям вязкости определяем коэффициенты A_v и B_v в формуле (1.7)

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg(\nu_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1} = \frac{\lg \left[\frac{\lg(7,5 + 0,8)}{\lg(33,4 + 0,8)} \right]}{\lg 293 - \lg 273} = -7,246 ;$$

$$A_v = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - B \cdot \lg T_1 = \lg \lg(33,4 + 0,8) - (-7,246) \cdot \lg 275 = 17,838 ;$$

расчетная вязкость по формуле (1.7) составит

$$\nu_T = 10^{10^{(17,838 + 7,246 \cdot \lg 275)} - 0,8} = 27,71 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

2. Выбор насосного оборудования НПС и расчет рабочего давления

Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций производится исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, определяемой при $\rho = \rho_T$ по формуле (1.9)

$$Q = \frac{15 \cdot 1,05}{24 \cdot 350 \cdot 872,5} \cdot 10^9 = 2149 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с расчетной часовой производительностью по табл. 1.4 и 1.5 выбираем насосы: магистральный насос НМ 2500-230 и подпорный насос НПВ 2500-80. Характеристики насосов представлены на рис. 1.14 и 1.15.

Задаваясь наибольшими значениями диаметров рабочих колес D_2 , определим напоры, развиваемые насосами при расчетной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса (1.12), коэффициенты a и b приведены в приложениях Е и Ж.

Напор магистрального насоса ($D_2=440$ мм) составит

$$h_M = 279,6 - 7,3338 \cdot 10^{-6} \cdot 2149^2 = 245,7 \text{ м};$$

напор подпорного насоса ($D_2=540$ мм)

$$h_{II} = 102,4 - 3,7584 \cdot 10^{-6} \cdot 2149^2 = 85 \text{ м}.$$

Определим рабочее давление при условии, что число последовательно работающих магистральных насосов на НПС $m_M=3$. По формуле (1.11)

$$p = 872,5 \cdot 9,81 \cdot (85 + 3 \cdot 245,7) \cdot 10^{-6} = 7,037 \text{ МПа}.$$

Так как рабочее давление превышает допустимое значение $p_{дон}=6,4$ МПа, примем для всех магистральных насосов значение диаметра рабочего колеса $D_2=405$ мм, для которого $h_M=258,7 - 8,5641 \cdot 10^{-6} \cdot 2149^2 = 219,2$ м. В этом случае рабочее давление составит

$$p = 872,5 \cdot 9,81 \cdot (85 + 3 \cdot 219,2) \cdot 10^{-6} = 6,356 \text{ МПа}.$$

Условие $p \leq p_{дон}$ выполняется. Для дальнейших расчетов примем диаметр рабочего колеса магистрального насоса $D_2=405$ мм.

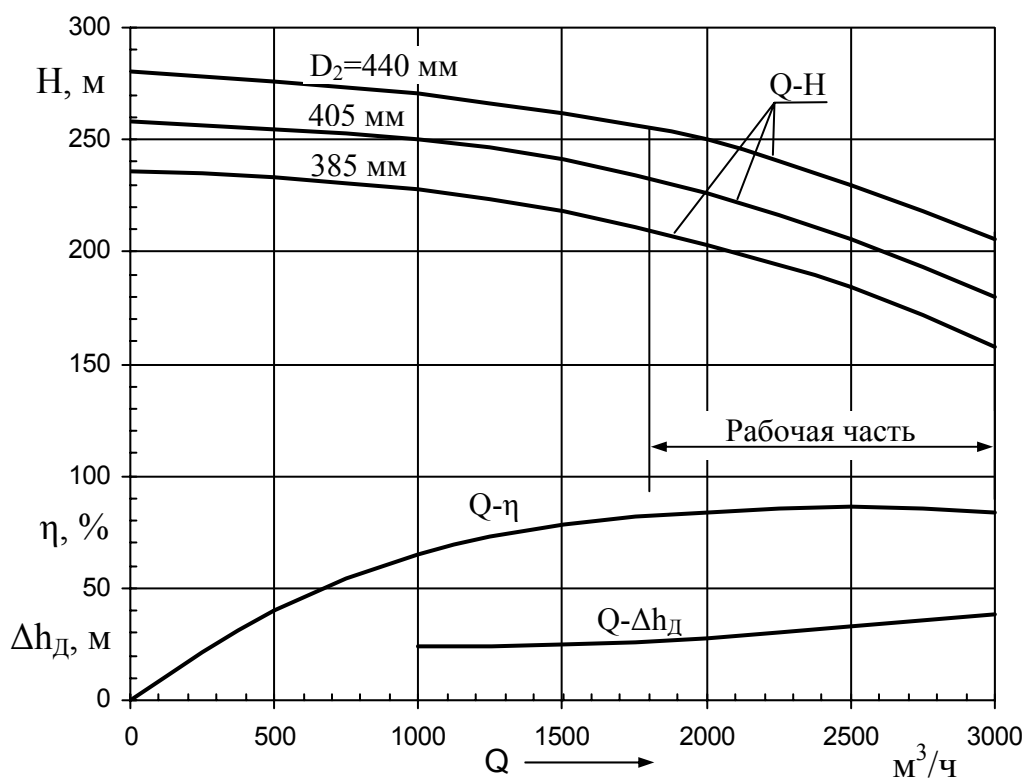


Рис. 1.14. Характеристика насоса НМ 2500-230; $n=50 \text{ с}^{-1}$ (3000 об/мин)

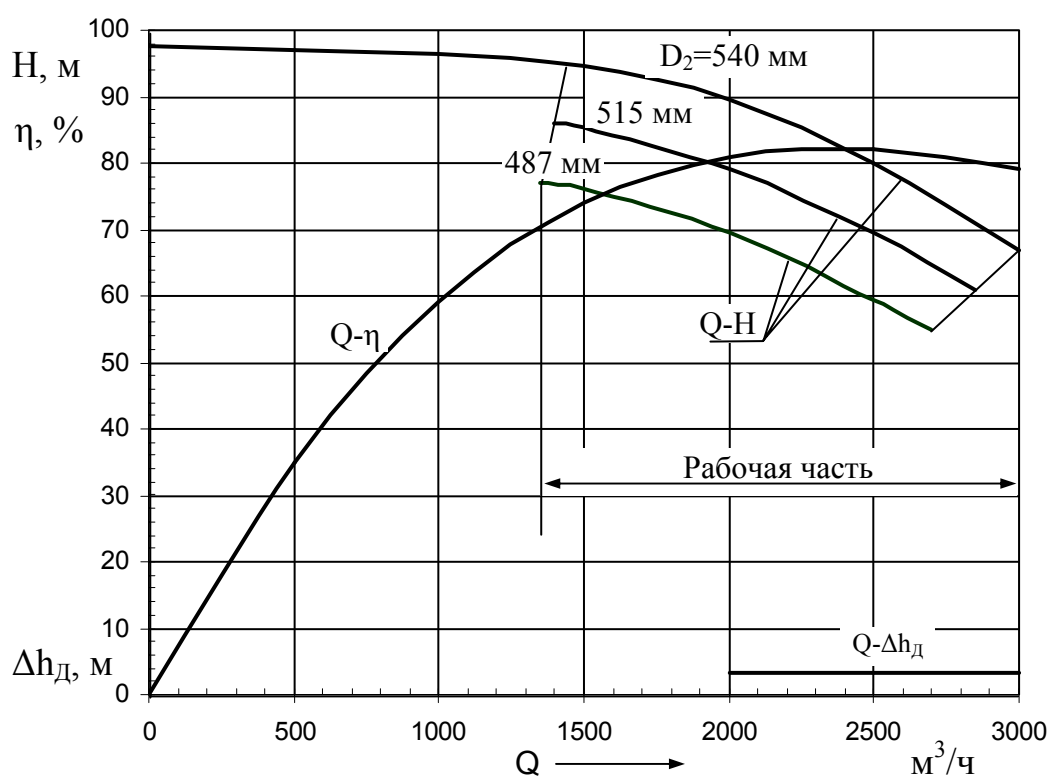


Рис. 1.15. Характеристика насоса НПВ 2500-80; $n=25 \text{ с}^{-1}$ (1500 об/мин)

3. Определение диаметра и толщины стенки трубопровода

3.1. По формуле (1.10) вычисляем ориентировочное значение внутреннего диаметра, подставляя рекомендуемую ориентировочную скорость перекачки $w_o=1,6$ м/с (рис. 1.7)

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 2149}{3600 \cdot \pi \cdot 1,6}} = 0,689 \text{ м.}$$

Для дальнейших расчетов принимаем ближайший стандартный наружный диаметр трубопровода $D_H=720$ мм. Согласно требованиям СНиП 2.05.06-85* [114], нефтепроводы диаметром $D_y=700$ мм и более следует относить к третьей категории (коэффициент условий работы $m=0,9$).

Примем для сооружения нефтепровода прямошовные электросварные трубы Выксунского металлургического завода [65], изготавливаемые по ТУ 14-3-1573-99 из горячекатанной стали марки 13Г2АФ (временное сопротивление стали на разрыв $\sigma_B=530$ МПа; коэффициент надежности по материалу $k_1=1,4$) (см. приложение Г).

Так как перекачку нефти предполагается производить по системе «из насоса в насос» и диаметр нефтепровода $D_y < 1000$ мм, согласно СНиП 2.05.06-85*, значения коэффициентов надежности по нагрузке n_p и надежности по назначению k_H принимаются равными соответственно $n_p=1,15$ и $k_H=1$.

3.2. Определим расчетное сопротивление металла трубы R_1 по формуле (1.17)

$$R_1 = \frac{530 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 340,7 \text{ МПа.}$$

3.3. Расчетное значение толщины стенки трубопровода по формуле (1.16) составляет

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,356 \cdot 720}{2 \cdot (340,7 + 1,15 \cdot 6,356)} = 7,56 \text{ мм.}$$

Полученное значение δ округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta_H=8$ мм.

3.4. Внутренний диаметр нефтепровода по формуле (1.18) равен

$$D_{вн} = 720 - 2 \cdot 8 = 704 \text{ мм} = 0,704 \text{ м.}$$

4. Гидравлический расчет нефтепровода

4.1. По формуле (1.19) средняя скорость течения нефти

$$w = \frac{4 \cdot 2149}{3600 \cdot \pi \cdot 0,704^2} = 1,533 \text{ м/с.}$$

4.2. Режим течения нефти характеризуется числом Рейнольдса Re (1.22), значение которого составляет

$$Re = \frac{1,533 \cdot 0,704}{27,71 \cdot 10^{-6}} = 38947.$$

4.3. По формулам (1.23) вычислим значения относительной шероховатости трубы $\bar{k}$ и переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2

$$\bar{k} = \frac{2 \cdot 10^{-4}}{0,704} = 2,841 \cdot 10^{-4};$$

$$Re_1 = \frac{10}{2,841 \cdot 10^{-4}} = 35200;$$

$$Re_2 = \frac{500}{2,841 \cdot 10^{-4}} = 1760000.$$

4.4. Так как $Re_1 < Re < Re_2$, режим течения нефти является турбулентным в зоне смешанного трения. Коэффициент гидравлического сопротивления λ определим по формуле Альтшуля (табл. 1.6)

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{38947} + 2,841 \cdot 10^{-4} \right)^{0,25} = 2,335 \cdot 10^{-2}.$$

4.5. Потери напора на трение в трубопроводе по формуле Дарси-Вейсбаха (1.20)

$$h_\tau = 2,335 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{918 \cdot 10^3}{0,704} \cdot \frac{1,533^2}{2 \cdot 9,81} = 3647 \text{ м.}$$

4.6. Величина гидравлического уклона магистрали из выражения (1.25)

$$i = 2,335 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,533^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,704} = 3,973 \cdot 10^{-3}.$$

4.7. Суммарные потери напора в трубопроводе определяются по формуле (1.24). В расчетах принимаем $N_\Sigma = 2$, $h_{ост} = 40$ м. Тогда суммарные потери напора составят

$$H = 1,02 \cdot 3647 + 72 + 2 \cdot 40 = 3872 \text{ м.}$$

5. Определение числа перекачивающих станций

Необходимое число нефтеперекачивающих станций для условий обеспечения расчетной производительности нефтепровода по формуле (1.27)

$$n_0 = \frac{3872 - 2 \cdot 85}{3 \cdot 219,2} = 5,63.$$

При округлении числа НПС в меньшую сторону ($n=5$) гидравлическое сопротивление нефтепровода можно снизить прокладкой дополнительного лупинга. Полагая, что диаметр лупинга и основной магистрали равны, режим течения в них одинаков ($m=0,123$), по формулам (1.29) и (1.28) найдем значения коэффициента ω и его длину ℓ_L .

$$\omega = \frac{1}{2^{2-0,123}} = 0,272 ;$$

$$\ell_{\text{л}} = \frac{(5,63-5) \cdot 657,6}{1,02 \cdot 3,975 \cdot 10^{-3} \cdot (1-0,272)} = 140357 \text{ м} \approx 140,4 \text{ км.}$$

При округлении числа НПС в большую сторону ($n=6$), рассмотрим вариант циклической перекачки с различным числом работающих насосов на НПС.

Построим совмещенную характеристику нефтепровода и нефтеперекачивающих станций. Для этого выполним гидравлический расчет нефтепровода постоянного диаметра и оборудованного лупингом $\ell_{\text{л}} = 140,4$ км в диапазоне расходов от 500 до 3000 м³/ч. Результаты вычислений представлены в табл. 1.12.

Таблица 1.12

Результаты расчета характеристик трубопровода и перекачивающих станций

Расход Q , м ³ /ч	Напор насосов		Характеристика трубопровода		Характеристика нефтеперекачивающих станций		
	h_M , м	$h_{\text{л}}$, м	1) постоян- ного диаметра	2) с лупингом	3) $n=5$; $m_M=3$	4) $n=6$; $m_M=3$	5) $n=6$; $m_M=2$
500	256,6	101,5	431,9	401,6	4051,3	4821,0	3281,6
1000	250,1	98,6	1093,3	991,7	3949,3	4700,0	3198,9
1500	239,4	93,9	2065,8	1859,3	3779,3	4497,6	3061,1
2000	224,4	87,4	3426,4	3060,5	3541,4	4214,7	2868,1
2500	205,2	78,9	5030,0	4484,8	3235,4	3851,0	2619,9
3000	181,6	68,6	6916,1	6160,2	2861,5	3406,3	2316,6

Графическое построение совмещенной характеристики нефтепровода и нефтеперекачивающих станций приведена на рис. 1.16.

Точка пересечения A характеристики нефтепровода с лупингом длиной $\ell_{\text{л}}$ и нефтеперекачивающих станций ($n=5$) подтверждает правильность определения величины $\ell_{\text{л}}$, так как $Q_A = Q = 2149$ м³/ч.

При округлении числа НПС в большую сторону ($n=6$) рассчитаем параметры циклической перекачки. Из совмещенной характеристики трубопровода и нефтеперекачивающих станций ($n=6$; $m_M=3$; рабочая точка A_2) определим значение расхода $Q_2=2212$ м³/ч. Если на каждой НПС отключить по одному насосу ($n=6$; $m_M=2$), то рабочая точка совмещенной характеристики переместится в положение A_1 , и нефтепровод будет работать с производительностью $Q_1=1832$ м³/ч.

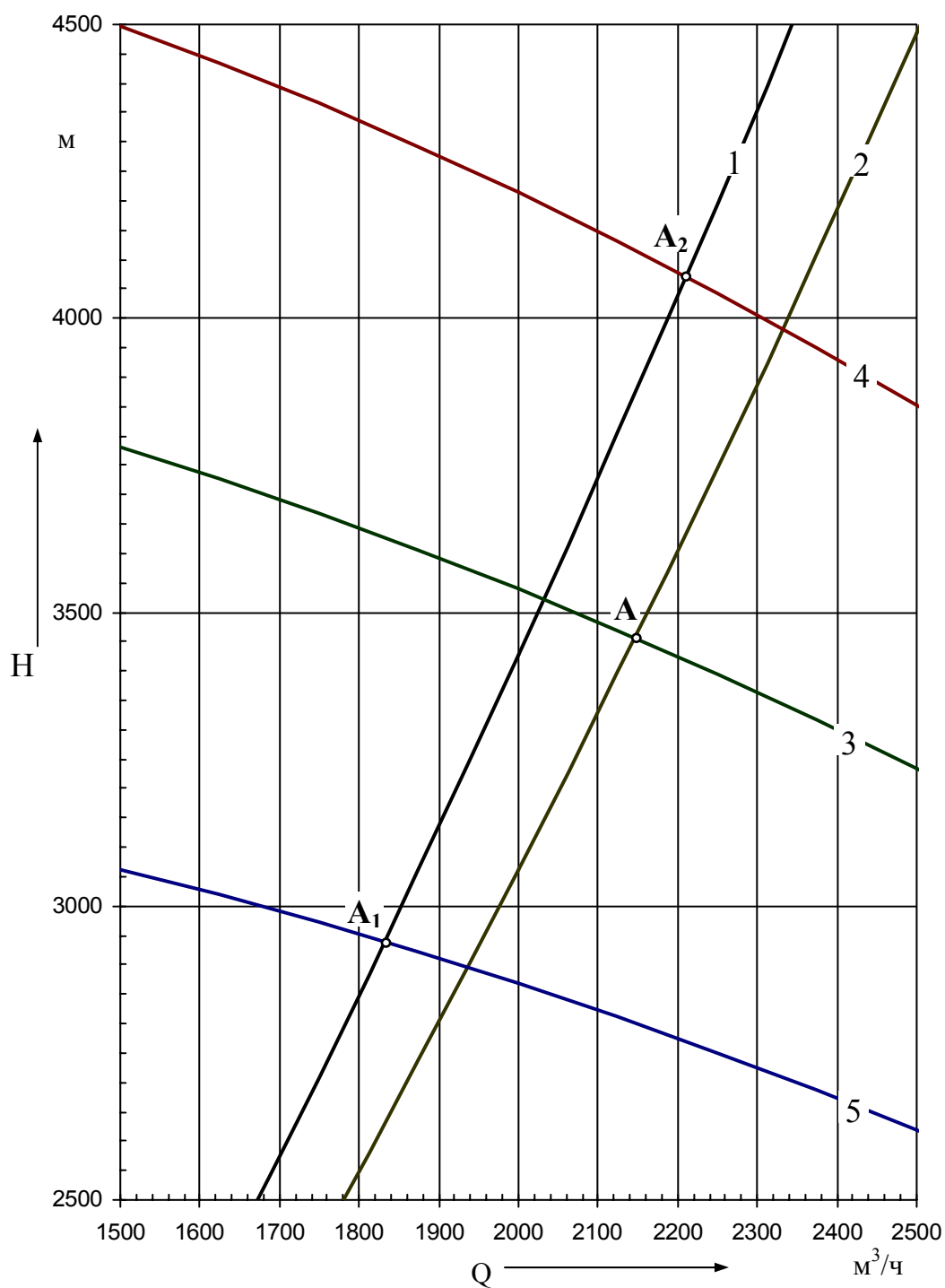


Рис. 1.16. Совмещенная характеристика нефтепровода и нефтеперекачивающих станций

1 – характеристика нефтепровода постоянного диаметра; 2 – характеристика нефтепровода с лупингом; 3 – характеристика НПС ($n=5$; $m_M=3$); 4 – характеристика НПС ($n=6$; $m_M=3$); 5 – характеристика НПС ($n=6$; $m_M=2$)

Так как выполняется условие $Q_1 < Q < Q_2$, по формуле (1.31) рассчитаем время работы нефтепровода на режимах, соответствующих расходам Q_1 и Q_2

$$\tau_1 = \frac{24 \cdot 350 \cdot (2212 - 2149)}{2212 - 1832} = 1392,6 \text{ ч};$$

$$\tau_2 = \frac{24 \cdot 350 \cdot (2149 - 1832)}{2212 - 1832} = 7007,4 \text{ ч.}$$

6. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода

Согласно нормам проектирования магистральных нефтепроводов РД153-39.4-113-01 [105] применение лупингов и вставок допускается в отдельных случаях при их технико-экономическом обосновании. За окончательный приемлемый вариант сооружения одноконтурного нефтепровода с $n=6$ нефтеперекачивающими станциями. В этом случае расстановку станций на местности будем производить исходя из максимальной производительности нефтепровода, то есть $Q_2=2212 \text{ м}^3/\text{ч}$. Количество НПС на каждом эксплуатационном участке приемлемыми будем считать.

Расчетное значение гидравлического уклона, соответствующее производительности Q_2 , составляет $i=4,1849 \cdot 10^{-3}$.

Напоры, развиваемые подпорными и магистральными насосами при подаче Q_2 , соответственно равны

$$h_{II}=102,4-3,7584 \cdot 10^{-6} \cdot 2212^2=84 \text{ м};$$

$$h_M=258,7-8,5641 \cdot 10^{-6} \cdot 2212^2=216,8 \text{ м.}$$

Расчетный напор ПС в этом случае составит $H_{CT}=3 \cdot h_M=3 \cdot 216,8=650,4 \text{ м}$.

Выполним построение гидравлического треугольника. За горизонтальный катет приемлемый отрезок ab равный $\ell=100 \text{ км}$, который отложим в масштабе длин. Вертикальный катет ac гидравлического треугольника, равный $1,02 \cdot i \cdot \ell=1,02 \cdot 4,1849 \cdot 10^{-3} \cdot 100 \cdot 10^3=427 \text{ м}$, отложим перпендикулярно отрезку ab в масштабе высот. Гипотенуза треугольника bc соответствует положению линии гидравлического уклона в принятых масштабах построений.

Расстановка нефтеперекачивающих станций на местности показана на рис. 1.17. При расстановке принято, что величина подпора перед промежуточными НПС равна $h_{II}=84 \text{ м}$, а в конце каждого эксплуатационного участка величина остаточного напора составляет $h_{OCT}=40 \text{ м}$.

Результаты графических построений приведены в табл. 1.13.

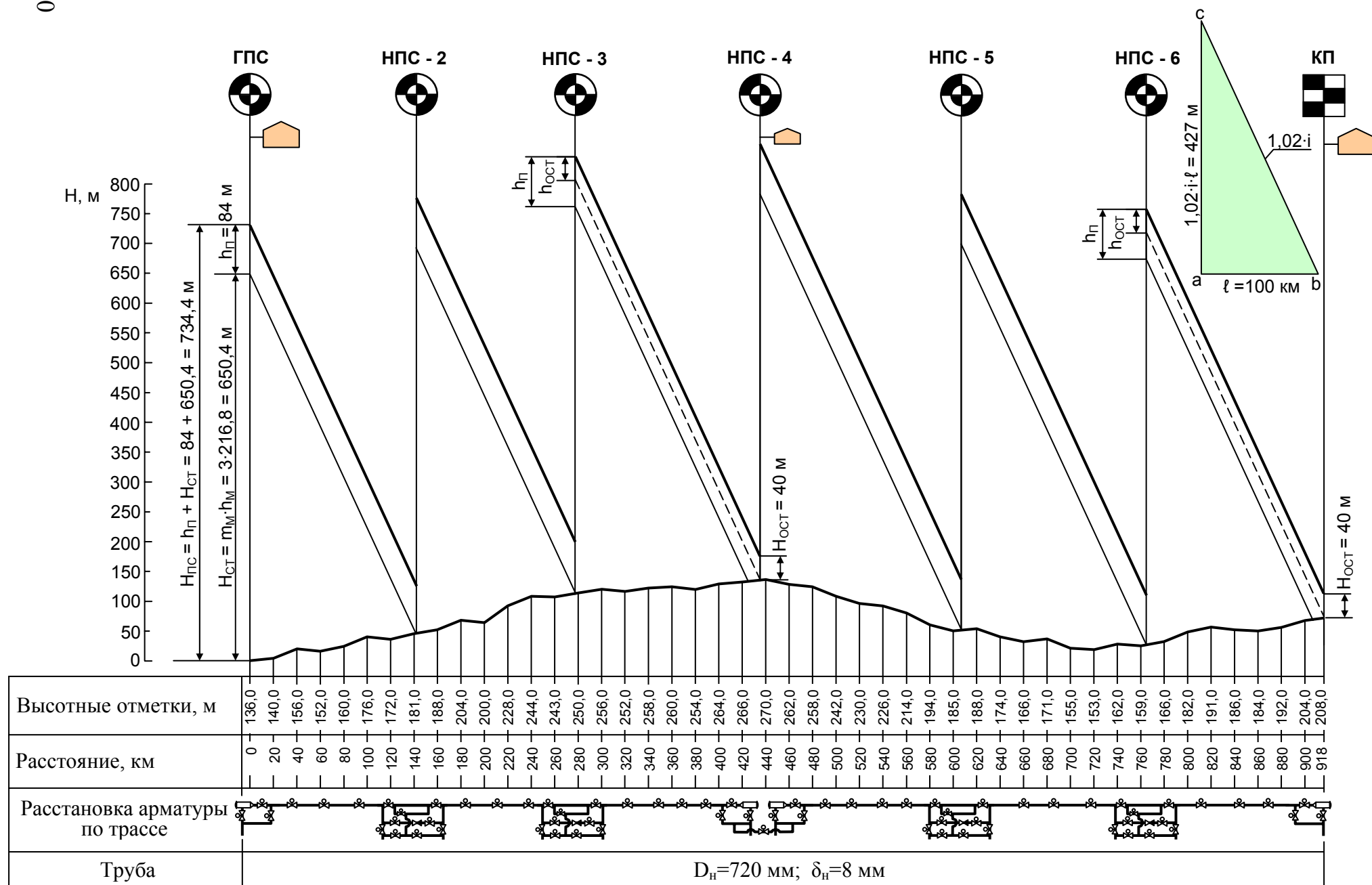


Рис.1.17 Расстановка станций по трассе нефтепровода (по данным примера 1.2)

Таблица 1.13

Расчетные значения высотных отметок НПС и длин линейных участков нефтепровода

Нефтеперекачивающая станция	Высотная отметка z_i , м	Расстояние от начала нефтепровода, км	Длина линейного участка ℓ_i , км
ГПС-1	136	0	142
НПС-2	182	142	136
НПС-3	249	278	158
НПС-4	271	436	169
НПС-5	187	605	160
НПС-6	162	765	153
КП	208	918	—

Пример 1.3. Выполнить проверочный расчет и определить эквивалентный диаметр промыслового нефтепровода протяженностью $L=15000$ м и состоящего из трех участков (рис. 1.18):

первый участок – $D_{H1}=273$ мм; $\delta_1=7$ мм; $\ell_1=5000$ м;

второй участок – $D_{H2}=219$ мм; $\delta_2=7$ мм; $\ell_2=5500$ м;

третий участок – $D_{H3}=219$ мм; $\delta_3=6$ мм; $\ell_3=4500$ м.

Начальная и конечная высотные отметки нефтепровода составляют соответственно $z_H=80$ м и $z_K=120$ м ($\Delta z = z_K - z_H = 40$ м).

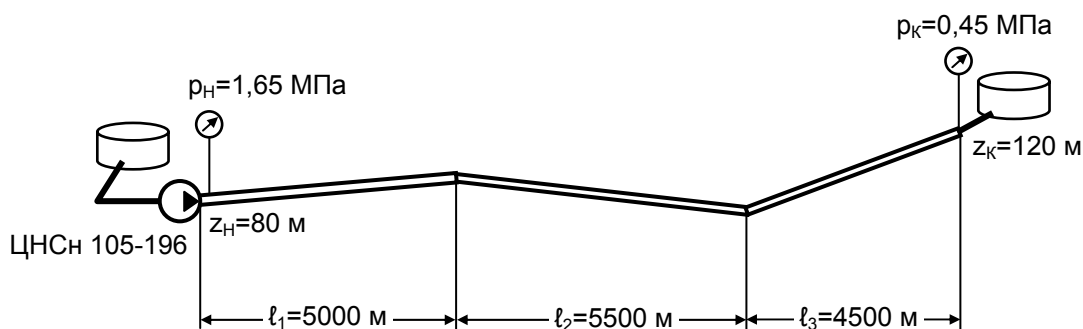


Рис. 1.18. Расчетная схема промыслового нефтепровода

По нефтепроводу насосом ЦНСн 105-196 перекачивается нефть со свойствами: $\rho_{293} = 851$ кг/м³, $\nu_{273} = 30,2$ мм²/с, $\nu_{293} = 12,4$ мм²/с. Фактическая производительность перекачки составляет $Q=105$ м³/ч. На выходе из насосной станции давление и температура нефти по данным измерений составили соответственно $p_H=1,65$ МПа и $T_H=281$ К; в конце нефтепровода $p_K=0,45$ МПа и $T_K=281$ К. Напорная характеристика насоса представлена в табл. 1.14.

Напорная характеристика насоса ЦНСн 105-196

Подача Q , м ³ /ч	80	90	100	110	120	130
Напор h , м	223	213	201	188	175	160

Решение

1. Определим среднюю расчетную температуру нефти

$$T_{cp} = 0,5 \cdot (T_n + T_k) = 0,5 \cdot (281 + 277) = 279 \text{ К.}$$

2. По формулам (1.6) и (1.8) рассчитываем плотность и вязкость нефти при средней температуре перекачки, вычислив предварительно значения температурной поправки ξ и коэффициента крутизны вискограммы u

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 851 = 0,706 \text{ кг/(м}^3 \cdot \text{К)};$$

$$u = \frac{1}{293 - 273} \cdot \ln \frac{30,2 \cdot 10^{-6}}{12,4 \cdot 10^{-6}} = 0,0445 \text{ 1/К};$$

$$\rho = 851 + 0,706 \cdot (293 - 279) = 860,9 \text{ кг/м}^3;$$

$$\nu = 30,2 \cdot 10^{-6} \cdot \exp[-0,0445 \cdot (279 - 273)] = 23,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

3. Для каждого участка нефтепровода по формуле (1.18) рассчитаем внутренний диаметр

$$D_1 = 273 - 2 \cdot 7 = 259 \text{ мм} = 0,259 \text{ м};$$

$$D_2 = 219 - 2 \cdot 7 = 205 \text{ мм} = 0,205 \text{ м};$$

$$D_3 = 219 - 2 \cdot 6 = 207 \text{ мм} = 0,207 \text{ м}.$$

4. Полагая, что режим течения нефти соответствует области гидравлически гладких труб ($m=0,25$), рассчитаем эквивалентный диаметр нефтепровода по формуле

$$D_{\text{э}} = \left[\frac{L}{\sum_{i=1}^3 \frac{\ell_i}{D_i^{5-\bar{m}}}} \right]^{\frac{1}{5-\bar{m}}} = \left[\frac{15000}{\frac{5000}{0,259^{(5-0,25)}} + \frac{5500}{0,205^{(5-0,25)}} + \frac{4500}{0,207^{(5-0,25)}}} \right]^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,217 \text{ м}.$$

5. Определим относительную шероховатость трубы $\bar{k}$ и переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 по формуле (1.23)

$$\bar{k} = \frac{2 \cdot 10^{-4}}{0,217} = 9,217 \cdot 10^{-4};$$

$$Re_1 = \frac{10}{9,217 \cdot 10^{-4}} = 10850;$$

$$Re_2 = \frac{500}{9,217 \cdot 10^{-4}} = 542500.$$

6. Задаваясь несколькими значениями расхода нефти, рассчитываем суммарные потери напора в трубопроводе по формуле:

$$H = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + \frac{p_K}{\rho \cdot g},$$

где h_{τ} – потери напора на трение, определяемые по формуле (1.21) в зависимости от режима течения нефти (табл. 1.6). Результаты гидравлического расчета промыслового нефтепровода приведены в табл. 1.15.

Таблица 1.15

Результаты гидравлического расчета промыслового нефтепровода

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	Re	$\bar{m}$	$\bar{\beta}, \text{ с}^2/\text{м}$	$h_{\tau}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$
80	5645	0,25	0,0246	47.4	140.6
90	6350			58.2	151.5
100	7056			70,0	163.3
110	7761			82.7	176,0
120	8467			96.3	189.6
130	9172			110.8	204.0

Во всем диапазоне рассмотренных расходов режим течения нефти турбулентный в области гидравлически гладкого трения.

Построим совмещенную характеристику насоса и промыслового нефтепровода (рис. 1.19). Как видно из рисунка, расчетная пропускная способность составляет $Q_P = 114,6 \text{ м}^3/\text{ч}$, что превышает производительность перекачки $Q = 105 \text{ м}^3/\text{ч}$, полученную по данным измерений. Это говорит о том, что фактическое гидравлическое сопротивление нефтепровода больше расчетного вследствие возможных отложений парафина на стенке трубы, наличия водяных или газовых скоплений и т. п.

7. Рассчитаем эквивалентный диаметр нефтепровода, соответствующий его фактической производительности

$$D_{\text{э}} = \left[\frac{1,02 \cdot \bar{\beta} \cdot \nu^{\bar{m}} \cdot Q^{2-\bar{m}} \cdot L}{\frac{p_H - p_K}{\rho \cdot g} - \Delta z} \right]^{\frac{1}{5-\bar{m}}} =$$

$$= \left[\frac{1,02 \cdot 0,0246 \cdot (23,1 \cdot 10^{-6})^{0,25} \cdot \left(\frac{105}{3600} \right)^{(2-0,25)} \cdot 15 \cdot 10^3}{\frac{(1,65 - 0,45)}{860,9 \cdot 9,81} - 40} \right]^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,204 \text{ м.}$$

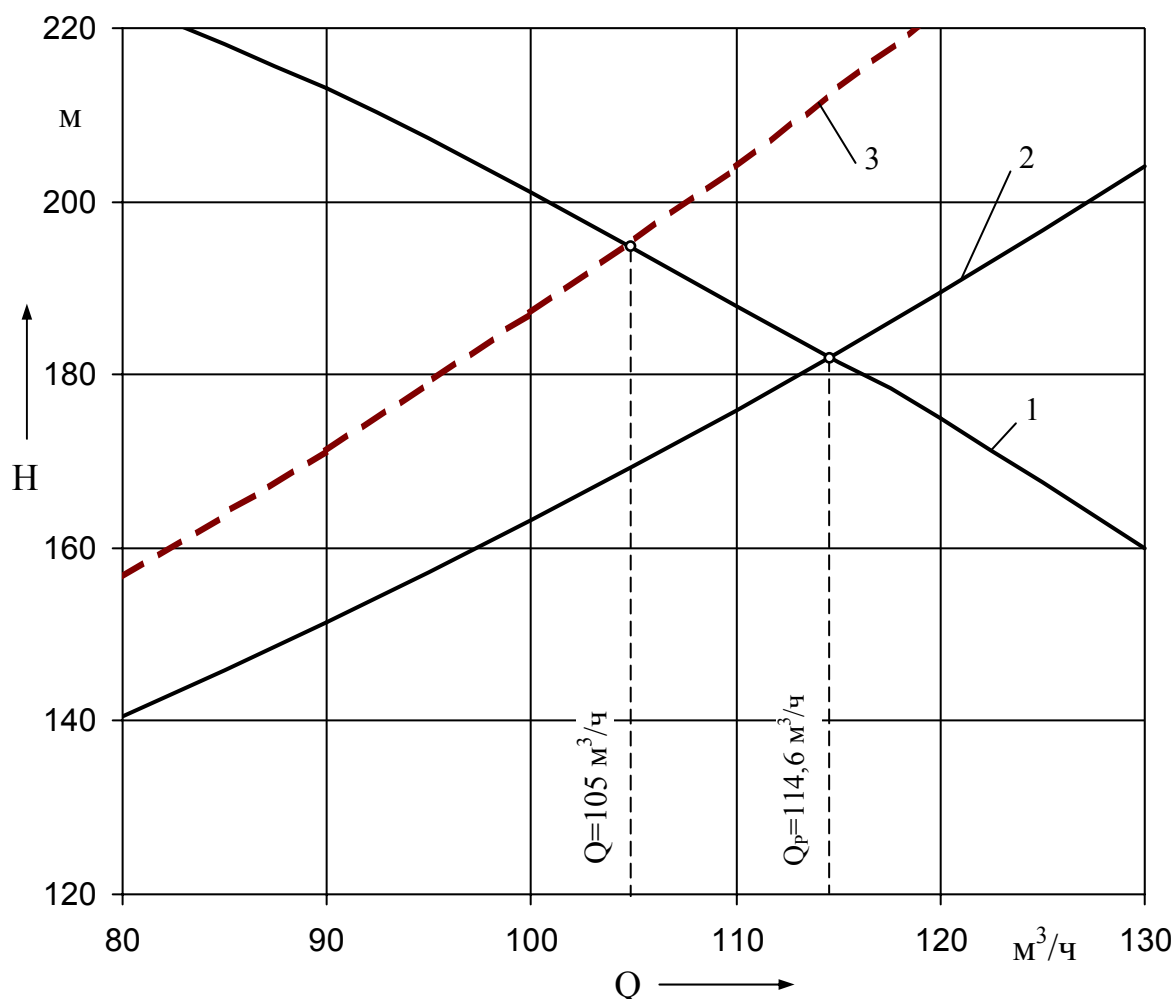


Рис. 1.19. Совмещенная характеристика промышленного нефтепровода и насоса ЦНСн 105-196

1 – характеристика насоса ЦНСн 105-196; 2 – характеристика нефтепровода ($D_3=0,217$ м); 3 – характеристика нефтепровода ($D_3=0,204$ м)

Точка пересечения характеристики нефтепровода с эквивалентным диаметром $D_3=0,204$ м (пунктирная линия на рис. 1.19) и характеристики насоса соответствует расходу $Q=105$ м³/ч.

Пример 1.4. Выполнить расчет магистрального газопровода, для перекачки $Q_{\Gamma}=30,7$ млрд. м³/год протяженностью $L=1210$ км. По газопроводу транспортируется газ следующего состава:

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Объемная доля, %	90,0	5,0	3,0	0,7	0,6	0,4	0,3

Средняя температура грунта на глубине заложения оси газопровода составляет $T_0=278\text{K}$, средняя температура воздуха $T_{\text{ВОЗД}}=283\text{K}$. Газопровод прокладывается в смешанных грунтах ($K_{\text{CP}}=1 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{K})$).

Выбрать рабочее давление, определить количество компрессорных станций и расстояние между ними. Выполнить уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями. Выбрать тип ГПА и произвести расчет режима работы КС.

Решение

1. Выбор рабочего давления и определение диаметра газопровода

1.1. Принимаем рабочее (избыточное) давление в газопровode $p=7,35 \text{ МПа}$. Значения абсолютного давления на входе и выходе центробежного нагнетателя составят соответственно $p_{\text{ВС}}=5,1 \text{ МПа}$ и $p_{\text{НАГ}}=7,46 \text{ МПа}$. Согласно принятого уровня давления и годовой производительности по табл. 1.8. принимаем условный диаметр газопровода $D_y=1400 \text{ мм}$.

1.2. Для строительства газопровода принимаем трубы $D_H=1420 \text{ мм}$ Челябинского трубного завода, изготовленные по ТУ 14-3-1363-97 из стали 10Г2ФБ (приложение Б).

Для принятого диаметра по формулам (1.17) и (1.16) значения расчетного сопротивления металла трубы и толщины стенки газопровода

$$R_1 = \frac{588 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 376,1 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,35 \cdot 1420}{2 \cdot (376,1 + 1,1 \cdot 7,35)} = 14,9 \text{ мм}.$$

Принимаем стандартную толщину стенки трубы $\delta_n=15,7 \text{ мм}$. Внутренний диаметр газопровода по формуле (1.18)

$$D_{\text{вн}} = 1420 - 2 \cdot 15,7 = 1388,6 \text{ мм} = 1,3886 \text{ м}.$$

2. Расчет свойств перекачиваемого газа

2.1. Плотность газа при стандартных условиях по формуле (1.37)

$$\rho_{\text{СТ}} = 0,9 \cdot 0,669 + 0,05 \cdot 1,264 + 0,03 \cdot 1,872 + 0,007 \cdot 2,519 + \\ + 0,006 \cdot 3,228 + 0,004 \cdot 1,842 + 0,003 \cdot 1,165 = 0,768 \text{ кг/м}^3.$$

2.2. Молярная масса по формуле (1.38)

$$M = 0,9 \cdot 16,04 + 0,05 \cdot 30,07 + 0,03 \cdot 44,09 + 0,007 \cdot 58,12 + \\ + 0,006 \cdot 72,15 + 0,004 \cdot 64,07 + 0,003 \cdot 28,02 = 18,414 \text{ кг/кмоль}.$$

2.3. Газовая постоянная по формуле (1.39)

$$R = \frac{8314,4}{18,414} = 451,5 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{K}).$$

2.4. Псевдокритические температура и давление по формулам (1.40) и (1.41)

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,7682) = 206,8 \text{ К};$$

$$p_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,7682) = 4,527 \text{ МПа.}$$

2.5. Относительная плотность газа по воздуху по формуле (1.42)

$$\Delta = \rho_{СТ} / 1,206 = 0,7682 / 1,206 = 0,637.$$

2.6. Суточная производительность газопровода по формуле (1.42) составит

$$Q = \frac{30,7 \cdot 10^3}{365 \cdot 0,9} = 93,46 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

3. Определение расстояния между компрессорными станциями и числа КС

3.1. Пользуясь данными табл. 1.7 по формулам (1.47) и (1.48) определяем значения начального и конечного давления на линейном участке между КС

$$p_H = 7,46 - (0,11 + 0,06) = 7,29 \text{ МПа};$$

$$p_K = 5,1 + 0,12 = 5,22 \text{ МПа.}$$

3.2. Полагая температуру газа на входе в линейный участок равной $T_H = 303 \text{ К}$, определим ориентировочно среднюю температуру газа на линейном участке

$$T_{CP} = \frac{278 + 303}{2} = 290,5 \text{ К.}$$

3.3. В первом приближении, полагая режим течения газа квадратичным, по формуле (1.52) коэффициент сопротивления трению

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,03}{1,3886} \right)^{0,2} = 8,978 \cdot 10^{-3}.$$

3.4. Полагая, что газопровод будет оборудован устройствами для очистки внутренней полости ($E_I = 0,95$), коэффициент гидравлического сопротивления λ по формуле (1.49)

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{8,978 \cdot 10^{-3}}{0,95^2} = 1,045 \cdot 10^{-2}.$$

3.5. Среднее давление в линейном участке по формуле (1.57)

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,29 + \frac{5,22^2}{7,29 + 5,22} \right) = 6,312 \text{ МПа.}$$

3.6. Приведенные значения давления и температуры по формулам (1.54) и (1.55)

$$p_{PP} = \frac{6,312}{4,527} = 1,394 ;$$

$$T_{PP} = \frac{290,5}{206,8} = 1,405 .$$

3.7. Коэффициент сжимаемости газа по формуле (1.53)

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,394}{1 - 1,68 \cdot 1,405 + 0,78 \cdot 1,405^2 + 0,0107 \cdot 1,405^3} = 0,839.$$

3.8. Расчетное расстояние между КС по формуле (1.45) составит

$$\ell = \frac{105,087^2 \cdot 1,3886^5 \cdot (7,29^2 - 5,22^2)}{93,46^2 \cdot 0,637 \cdot 1,045 \cdot 10^{-2} \cdot 0,839 \cdot 290,5} = 104,233 \text{ км.}$$

3.9. Определяем по формуле (1.58) расчетное число компрессорных станций

$$n_0 = \frac{1210}{104,233} = 11,61.$$

3.10. Округляем расчетное число КС до $n=12$, после чего по формуле (1.59) уточняем расстояние между КС

$$\ell = \frac{1210}{12} = 100,833 \text{ км.}$$

4. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями

4.1. Принимаем в качестве первого приближения значения λ , T_{CP} и Z_{CP} из первого этапа вычислений:

$$\lambda = 1,045 \cdot 10^{-2} ; \quad T_{CP} = 290,5 \text{ К}; \quad Z_{CP} = 0,839.$$

4.2. Определяем по формуле (1.60) в первом приближении значение p_K

$$p_K = \sqrt{7,29^2 - \frac{93,46^2 \cdot 0,637 \cdot 1,045 \cdot 10^{-2} \cdot 0,839 \cdot 290,5 \cdot 100,833}{105,087^2 \cdot 1,3886^5}} = 5,30 \text{ МПа.}$$

4.3. Определяется среднее давление по формуле (1.57)

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,29 + \frac{5,30^2}{7,29 + 5,30} \right) = 6,348 \text{ МПа.}$$

4.4. Определяем средние значения приведенного давления и температуры по формулам (1.54), (1.55)

$$p_{IP} = \frac{6,348}{4,527} = 1,402 ;$$

$$T_{IP} = \frac{290,5}{206,8} = 1,405 .$$

4.5. Удельная теплоемкость газа по формуле (1.61)

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 290,5 + 1,96 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{6,348 - 0,1}{290,5^3} = 2,728 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

4.6. Коэффициент Джоуля–Томсона по формуле (1.62)

$$D_i = \frac{1}{2,728} \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{290,5^2} - 1,5 \right) = 3,706 \text{ К/МПа}.$$

4.7. Рассчитываем коэффициент a_i по формуле (1.64)

$$a_i = 0,225 \cdot \frac{1 \cdot 1,3886}{93,46 \cdot 0,637 \cdot 2,728} = 1,967 \cdot 10^{-3} \text{ км}^{-1}.$$

4.8. Вычисляем по формуле (1.63) значение средней температуры с учетом теплообмена с окружающей средой и коэффициента Джоуля–Томсона

$$T_{CP} = 278 + (303 - 278) \cdot \frac{1 - e^{-1,967 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833}}{1,967 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833} - \\ - 3,7052 \cdot \frac{7,46^2 - 5,30^2}{2 \cdot 1,967 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833 \cdot 6,348} \cdot \left[1 - \frac{1 - e^{-1,967 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833}}{1,967 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833} \right] = 297,3 \text{ К}.$$

4.9. Вычисляем уточненные значения приведенной температуры T_{IP} и коэффициента сжимаемости Z_{CP}

$$T_{IP} = \frac{T_{CP}}{T_{ПК}} = \frac{297,3}{206,8} = 1,437 ;$$

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,405}{1 - 1,68 \cdot 1,437 + 0,78 \cdot 1,437^2 + 0,0107 \cdot 1,437^3} = 0,852.$$

4.10. Рассчитываем коэффициент динамической вязкости по формуле (1.65) и число Рейнольдса по формуле (1.51)

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot [1 + 0,768 \cdot (1,1 - 0,25 \cdot 0,768)] \cdot [0,037 + 1,437 \cdot (1 - 0,104 \cdot 1,439)] \times$$

$$\times \left[1 + \frac{1,405^2}{30 \cdot (1,437 - 1)} \right] = 1,254 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$Re = 17,75 \cdot \frac{0,637 \cdot 93,46}{1,3886 \cdot 1,254 \cdot 10^{-5}} = 6,069 \cdot 10^7.$$

4.11. Вычисляем по формулам (1.50) и (1.49) коэффициенты λ_{TP} и λ

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{6,069 \cdot 10^7} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^{-5}}{1,3886} \right)^{0,2} = 9,084 \cdot 10^{-3};$$

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{9,084 \cdot 10^{-3}}{0,95^2} = 1,057 \cdot 10^{-2}.$$

4.12. Конечное давление во втором приближении по формуле (1.60)

$$p'_K = \sqrt{7,29^2 - \frac{93,46^2 \cdot 0,637 \cdot 1,057 \cdot 10^{-2} \cdot 0,852 \cdot 297,3 \cdot 100,833}{105,087^2 \cdot 1,3886^5}} = 5,178 \text{ МПа}.$$

4.13. Относительная погрешность определения конечного давления составляет

$$\left| \frac{p_K - p'_K}{p_K} \right| \cdot 100 = \left| \frac{5,3 - 5,178}{5,3} \right| = 2,315\%.$$

Полученный результат отличается от предыдущего приближения более 1%. Поэтому приравниваем $p_K = p'_K$ и уточняем расчеты, начиная с п. 3. Результаты расчетов приведены в табл. 1.16.

Таблица 1.16

Результаты уточненного теплового и гидравлического расчета линейного участка газопровода

Наименование расчетного параметра	Первое приближение	Второе приближение
1	2	3
Конечное давление p_K , МПа	5,300	5,178
Среднее давление p_{CP} , МПа	6,348	6,293
Приведенная температура $T_{ПР}$	1,405	1,437
Приведенное давление $p_{ПР}$	1,402	1,390
Теплоемкость газа C_p , кДж/(кг·К)	2,728	2,704
Коэффициент Джоуля-Томпсона Di , К/МПа	3,706	3,548
Параметр a_t	$1,967 \cdot 10^{-3}$	$1,985 \cdot 10^{-3}$
Средняя температура T_{CP} , К	297,3	297,2
Средний коэффициент сжимаемости Z_{CP}	0,852	0,853

Продолжение табл. 1.16

1	2	3
Динамическая вязкость газа μ , Па·с	$1,254 \cdot 10^{-5}$	$1,251 \cdot 10^{-5}$
Число Рейнольдса Re	$6,069 \cdot 10^7$	$6,083 \cdot 10^7$
Коэффициент сопротивления трения λ_{TP}	$9,084 \cdot 10^{-3}$	$9,083 \cdot 10^{-3}$
Коэффициент гидравлического сопротивления λ	$1,057 \cdot 10^{-2}$	$1,057 \cdot 10^{-2}$
Конечное давление p'_K , МПа	5,178	5,176
Относительная погрешность по давлению, %	2,315	0,520

4.14. Уточняется среднее давление по формуле (1.57)

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,29 + \frac{5,176^2}{7,29 + 5,176} \right) = 6,293 \text{ МПа.}$$

4.15. По формуле (1.66) определяется конечная температура газа

$$T_K = 278 + (303 - 278) \cdot e^{-1,985 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833} - 3,541 \cdot \frac{7,29^2 - 5,176^2}{2 \cdot 1,985 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833 \cdot 6,293} \cdot (1 - e^{-1,985 \cdot 10^{-3} \cdot 100,833}) = 291,7 \text{ К.}$$

На этом уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода можно считать завершенным.

5. Выбор типа ГПА и расчет режима работы КС

На компрессорных станциях газопровода предполагается установка газотурбинных агрегатов ГПА-Ц-16, оборудованных центробежными нагнетателями ГПА-Ц-16/76. Характеристики нагнетателя и газотурбинного привода приведены в табл. 1.10 и 1.11.

По результатам теплового и гидравлического расчета линейного участка определим давление p_{BC} и температуру T_{BC} газа на входе в центробежный нагнетатель: $p_{BC} = p_K - \Delta p_{BC} = 5,176 - 0,12 = 5,056$ МПа; $T_{BC} = T_K = 291,7$ К.

5.1. Вычисляем по формулам (1.54) и (1.55) при $p = p_{BC}$ и $T = T_{BC}$ значения давления и температуры, приведенные к условиям всасывания

$$p_{PP} = \frac{5,056}{4,527} = 1,117;$$

$$T_{PP} = \frac{T_{CP}}{T_{PK}} = \frac{291,7}{206,8} = 1,411.$$

5.2. Рассчитываем по формуле (1.53) коэффициент сжимаемости газа при условиях всасывания

$$Z_{BC} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,117}{1 - 1,68 \cdot 1,411 + 0,78 \cdot 1,411^2 + 0,0107 \cdot 1,411^3} = 0,873.$$

5.3. Определяем по формулам (1.77), (1.79) и (1.78) плотность газа ρ_{BC} , требуемое количество нагнетателей m_H и производительность нагнетателя при условиях всасывания Q_{BC}

$$\rho_{BC} = 0,768 \cdot \frac{5,087 \cdot 293 \cdot 1}{0,1013 \cdot 292,2 \cdot 0,873} = 44,098 \text{ кг/м}^3;$$

$$m_H = \frac{93,46}{32,6} = 2,867; \quad \text{значение } m_H \text{ округляем до } m_H=3;$$

$$Q_{BC} = \frac{Q_{KC}}{24 \cdot 60 \cdot m_H} \cdot \frac{\rho_{CT}}{\rho_{BC}} = \frac{93,46 \cdot 10^6}{24 \cdot 60 \cdot 3} \cdot \frac{0,768}{44,098} = 376,8 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

5.4. Задаваясь несколькими значениями оборотов ротора в диапазоне возможных частот вращения ГПА, определяем $Q_{ПР}$ и $[n/n_H]_{ПР}$. Результаты вычислений приведены в табл. 1.17.

Таблица 1.17

Результаты расчета $Q_{ПР}$ и $[n/n_H]_{ПР}$

Частота вращения $n, \text{ мин}^{-1}$	$\frac{n}{n_H}$	$\frac{n_H}{n}$	$Q_{ПР} = \frac{n_H}{n} \cdot Q_{BC}$	$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ПР} = \frac{n}{n_H} \cdot \sqrt{\frac{z_{ПР} \cdot R_{ПР} \cdot T_{ПР}}{z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}}$
3750	0,765	1,307	492,4	0,809
4000	0,816	1,225	461,6	0,863
4500	0,918	1,089	410,3	0,971
5000	1,020	0,980	369,3	1,079
5560	1,135	0,881	332,1	1,200

Полученные точки $Q_{ПР} - [n/n_H]_{ПР}$ наносятся на характеристику нагнетателя и соединяются линией режимов (рис. 1.20).

5.5. Вычисляем по формуле (1.80) требуемую степень повышения давления

$$\varepsilon = \frac{7,46}{5,056} = 1,475.$$

По характеристике нагнетателя (рис. 1.20) определяем расчетные значения приведенных параметров. Проведем горизонтальную линию из $\varepsilon=1,475$ до линии режимов и найдем точку пересечения (А). Восстанавливая перпендикуляр из этой точки до пересечения с горизонтальной осью, находим $Q_{ПР}=388 \text{ м}^3/\text{мин}$. Аналогично определяем $\eta_{ПОР}=0,848$ и $[N_i/\rho_{BC}]_{ПР}=390 \text{ кВт}/(\text{кг/м}^3)$.

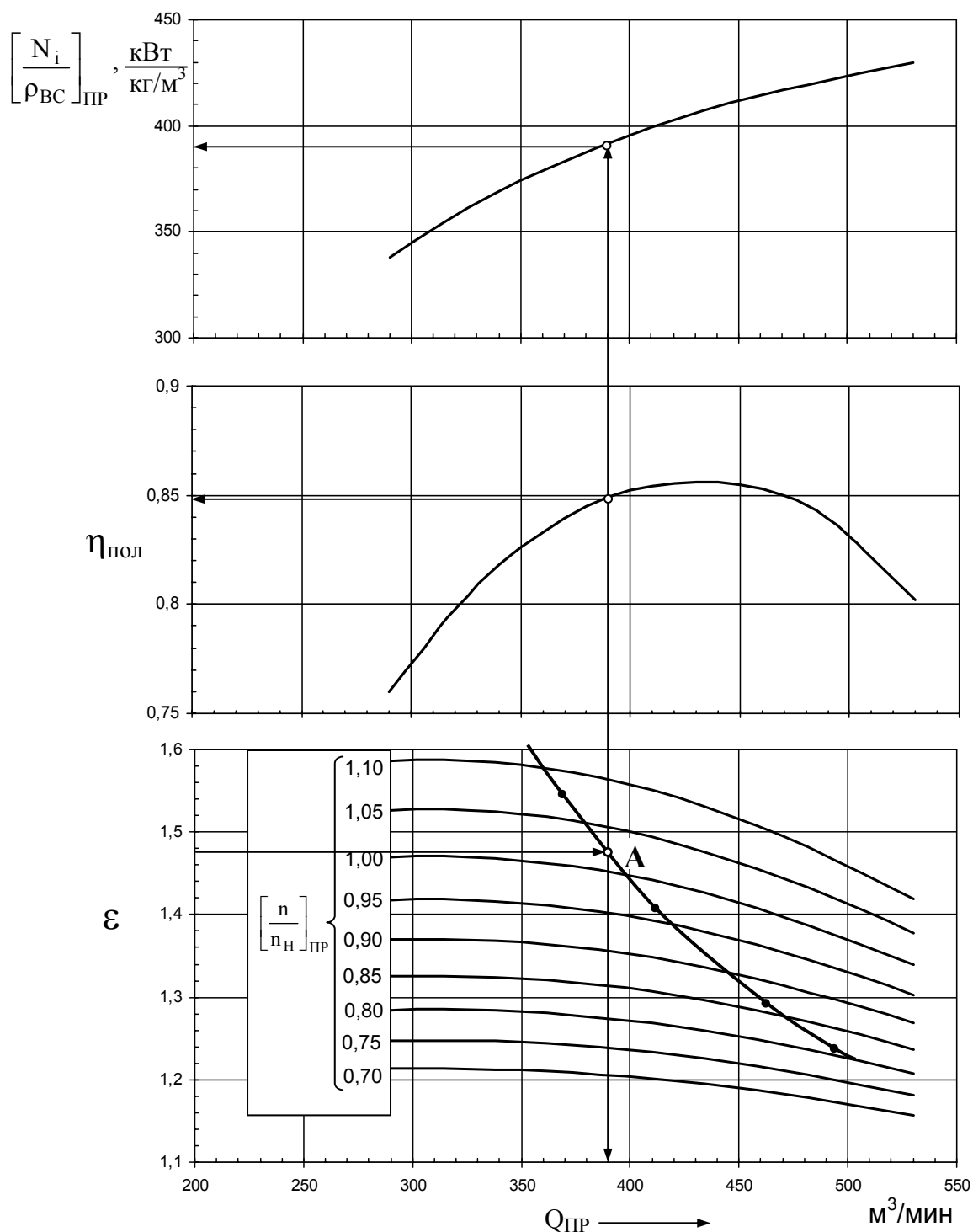
5.6. Определим расчетную частоту вращения вала нагнетателя по формуле (1.82)

$$n = 4900 \cdot \frac{376,8}{388} = 4759 \text{ мин}^{-1}.$$

Значения расчетных величин:

$$T_{\text{ПР}}=288\text{K}; \quad R_{\text{ПР}}=508,2 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{K});$$

$$Z_{\text{ПР}}=0,888; \quad n_H=4900 \text{ об/мин.}$$



Условные обозначения:

$$Q_{\text{ПР}} = \frac{n_H}{n} \cdot Q_{\text{BC}}; \quad \left[\frac{N_i}{\rho} \right]_{\text{ПР}} = \left(\frac{n_H}{n} \right)^3 \cdot \frac{N_i}{\rho_{\text{BC}}}; \quad \left[\frac{n}{n_H} \right]_{\text{ПР}} = \frac{n}{n_H} \cdot \sqrt{\frac{(Z \cdot R \cdot T)_{\text{ПР}}}{(Z \cdot R \cdot T)_{\text{BC}}}}$$

Рис. 1.20. Приведенные характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16/76

5.7. Рассчитываем по формуле (1.81) внутреннюю мощность, потребляемую ЦН

$$N_i = 44,098 \cdot 390 \cdot \left(\frac{4758}{4900} \right)^3 = 15756 \text{ кВт.}$$

5.8. С учетом, что механические потери мощности составляют 1% от номинальной мощности ГТУ, по формуле (1.83) определяем мощность на муфте привода

$$N_e = 15756 + 160 = 15916 \text{ кВт.}$$

5.9. По формуле (1.84) Вычисляем располагаемую мощность ГТУ

$$N_e^P = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot \left(1 - 2,8 \cdot \frac{283 - 288}{283} \right) \cdot 1 = 15952 \text{ кВт.}$$

5.10. Проверяем условие $N_e \leq N_e^P$. Условие $15916 < 15952$ выполняется.

5.11. Рассчитываем по формуле (1.85) температуру газа на выходе ЦН

$$T_{HAG} = 291,7 \cdot 1,475^{\frac{1,31-1}{1,31-0,848}} = 325,2 \text{ К.}$$

2

ГЛАВА

ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ*)

Магистральные и промысловые трубопроводы находятся в процессе эксплуатации в сложном напряженном состоянии, подвергаясь воздействию не только внутреннего давления, но и многих других нагрузок, проявляющихся в особых ситуациях.

Под **прочностью** трубопровода будем понимать его способность сопротивляться внутренним и внешним нагрузкам без разрушения. Прочность является сложной функциональной зависимостью между несущей способностью материала, из которого сделаны различные конструкции трубопровода (прямые участки, кривые, отводы, тройниковые соединения и т.п.) и усилиями, возникающими в этих конструкциях под действием внутренних и внешних нагрузок.

Поскольку разрушение трубопроводных конструкций происходит, когда их несущая способность оказывается недостаточной для восприятия действующих в них усилий, то обеспечение прочности трубопровода может достигаться как регулированием физико-механических характеристик материала труб, их размеров (диаметра, толщины стенки), так и изменением величины усилий, действующих в элементах конструкций.

Под **устойчивостью** трубопровода будем понимать его способность сохранять первоначальное положение при самом неблагоприятном сочетании нагрузок и воздействий.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость включает определение толщины стенок труб и соединительных деталей, проведение проверочного расчета принятого конструктивного решения на неблагоприятные сочетания нагрузок и воздействий с оценкой прочности и устойчивости рассматриваемого трубопровода, включая оценку устойчивости положения (против всплытия).

2.1. Нагрузки и воздействия

Согласно СНиП 2.05.06-85* [114], СП 34-116-97 [125] при расчетах магистральных и промысловых трубопроводов должны учитываться нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и

*) Глава 2 написана совместно с к.т.н., доц. Волоховым В. Я.

напряжения, установленные нормативными документами на основании статистического анализа, называются нормативными и обозначаются здесь и далее с индексом «н». Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке n , учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону (табл.2.1).

В зависимости от характера действия нагрузки и воздействия по СНиП 2.01.07-85* [112] подразделяются на постоянные и временные (длительные, кратковременные и особые).

К **постоянным** относятся нагрузки и воздействия, действующие в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода. Расчетные и нормативные значения постоянных нагрузок и воздействий определяются следующим образом.

1. Нагрузка от собственного веса металла трубы

$$q_M = n_{c.в.} q_M^H = n_{c.в.} \gamma_M F = n_{c.в.} \gamma_M \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) , \quad (2.1)$$

где q_M, q_M^H соответственно расчетная и нормативная нагрузки;

$n_{c.в.}$ - коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса, равный 1,1, а при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения – равный 0,95; γ_M - удельный вес материала, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_M = 78500$ Н/м³); F - площадь поперечного сечения стенки трубы; $D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы; D_n - наружный диаметр трубы.

2. Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов

$$q_{из} = q_{у.л} + q_{об} = n_{c.в.} q_{из}^H (q_{у.л}^H + q_{об}^H) , \quad (2.2)$$

где $q_{у.л}, q_{у.л}^H, q_{об}, q_{об}^H$ - соответственно расчетные и нормативные нагрузки от веса изоляционного покрытия и оберточного слоя,

$$q_{у.л}^H = k_{из} \pi D_n \delta_{у.л} \rho_{у.л} g ; \quad (2.3)$$

$$q_{об}^H = k_{из} \pi D_n \delta_{об} \rho_{об} g . \quad (2.4)$$

Здесь $k_{из}$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста; при однослойной изоляции (обертке) $k_{из} = 1,09$; при двухслойной изоляции (обертке) $k_{из} = 2,30$;

$\delta_{у.л}$ - толщина изоляционной ленты, приведенная для различных материалов в табл. 2.2; $\rho_{у.л}$ - плотность изоляционных материалов; $\delta_{об}$ - толщина обертки;

$\rho_{об}$ - плотность оберточных материалов; g - ускорение свободного падения.

Таблица 2.1

Значения коэффициентов надежности по нагрузке в зависимости от характера и воздействия

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузки и воздействия	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке
		подземный, наземный (в насыпи)	надземный	
1	2	3	4	5
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и устройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,10 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	-	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700-1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	+	+	1,10

Продолжение табл.2.1.

1	2	3	4	5
	Масса продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+	1,40
	Ветровая нагрузка	-	+	1,20
	Гололедная нагрузка	-	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	-	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
	Воздействия селевых потоков и оползней	+	+	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1,00
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов)	+	+	1,00

	Воздействия вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	+	1,05

Примечание: 1. Знак «+» означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак «-» – не учитываются.

2. Значение коэффициента надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.

3. Плотность воды следует принимать с учетом засоленности и наличия в ней взвешенных частиц.

4. Когда по условиям испытания, ремонта или эксплуатации возможно в газопроводах полное или частичное заполнение внутренней полости водой или конденсатом, а в нефтепроводах и в нефтепродуктопроводах попадание воздуха или опорожнение трубопровода, необходимо учитывать изменения нагрузки от веса продукта.

5. Для нефтепроводов нефтепродуктопроводов диаметром 700 мм и более на всех промежуточных перекачивающих станциях, работающих без подключения емкостей, следует устанавливать устройства по защите линейной части трубопроводов от воздействия переходных процессов.

Для ориентировочных расчетов надземных переходов вес изоляционного покрытия и различных устройств, которые могут быть установлены на трубопроводе, можно принять равным 10% от собственного веса металла трубы

$$q_{из} = n_{с.в} 0,1 \cdot q_m^H . \quad (2.5)$$

3. Воздействие предварительного напряжения, создаваемого за счет упругого изгиба при поворотах трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Продольные изгибающие напряжения σ_u в этом случае определяются по формуле:

$$\sigma_u = \sigma_u^H = ED_n / 2\rho , \quad (2.6)$$

где E - модуль упругости материала трубы (для стали $E=2,1 \cdot 10^5$ МПа);
 ρ - радиус упругого изгиба трубопровода.

Здесь коэффициент надежности по нагрузке $n_u=1,0$.

Таблица 2.2

Характеристики изоляционных материалов

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина, мм	Масса 1м ² , кг/м ²	Плотность материала изоляционного покрытия (обертки), кг/м ³
<i>Отечественные изоляционные ленты</i>			
Летняя ПИЛ, ТУ 19-103-78	0,3	-	-
Зимняя ПВХ-БК, ТУ 102-166-82	0,35	-	-
Зимняя ПВХ-Л, ТУ 102-320-86	0,3	-	-
<i>Отечественные обертки</i>			
Пленка оберточная ПЭКом, ТУ 102-284-81	0,6 ± 0,05	0,53	880
Пленка оберточная ПДБ, ТУ 21-27-49-76	0,55 ± 0,05	0,58	1050
Пленка полимерная ПВХ, ТУ 102-123-78	0,5 ± 0,1	0,634	1268
Оберточный материал ПВХ, ТУ 102-123-78	0,6 ± 0,1	0,705	1175
<i>Импортные изоляционные ленты</i>			
Поликен 980-25 (США)	0,635	0,664	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	0,664	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	0,735	1157
Нитто – 53-635 (Япония)	0,635	0,692	1090
Фуракава Рапко НМ-2 (Япония)	0,640	0,648	1010
Альтене 100-25 (Италия)	0,635	0,664	1046
Пластизол (Югославия)	0,630	0,655	1040
<i>Импортные обертки</i>			
Поликен 955-25 (США)	0,635	0,653	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	0,640	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,635	0,680	1071
Нитто – 53-635 (Япония)	0,635	0,670	1055
Фуракава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	0,633	989
Альтене 205-25 (Италия)	0,635	0,653	1028
Пластизол (Югославия)	0,635	0,655	1031

4. Давление грунта $q_{зр}$ на трубопровод ориентировочно можно определить как

$$q_{зр} = n_{зр} q_{зр}^H = n_{зр} \gamma_{зр} h_{ср} , \quad (2.7)$$

где $n_{зр}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, равный 1,2, а при расчетах на продольную устойчивость и устойчивость положения – 0,8;
 $\gamma_{ср}$ - удельный вес грунта; $h_{ср}$ - средняя глубина заложения оси трубопровода.

5. Гидростатическое давление воды $q_{в.з}$ определяется весом столба жидкости над рассматриваемой точкой при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{в.з}=1,0$

$$q_{в.з} = q_{в.з}^H = \gamma_в h_в , \quad (2.8)$$

где $\gamma_в$ - удельный вес воды с учетом засоленности и наличия взвешенных частиц; $h_в$ - высота столба жидкости над рассматриваемой точкой.

Временными называются нагрузки и воздействия, которые в отдельные периоды строительства и эксплуатации могут отсутствовать.

К **долгительным временным** нагрузкам и воздействиям относятся:

1. Внутреннее давление p , рабочее (нормативное) значение которого устанавливается проектом. Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов принятое давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре. Внутреннее давление вызывает в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения. Кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ [10] действуют тангенциально поверхности трубопровода

$$\sigma_{кц} = n_p \sigma_{кц}^H = \frac{n_p p D_{вн}}{2 \delta_n} , \quad (2.9)$$

где n_p - коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, равный 1,15 для нефтепроводов диаметром 700 – 1400 мм с промежуточными перекачивающими станциями без подключения емкостей и 1,1 – в остальных случаях; δ_n - номинальная толщина стенки трубы.

Продольные напряжения от внутреннего давления в прямолинейном полностью заземленном подземном или надземном трубопроводе

$$\sigma_{нрр} = n_p \sigma_{нрр}^H = n_p \mu \sigma_{кц}^H = 0,15 \frac{n_p p D_{вн}}{\delta_n} , \quad (2.10)$$

где μ - коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона), для стали $\mu=0,3$.

Для участков подземного трубопровода у мест выхода на поверхность на поворотах, где не обеспечивается полное заземление грунтом, а также для надземных трубопроводов, в которых предусмотрена компенсация температурных деформаций

$$\sigma_{np}^H = \frac{n_p p D_{вн}}{4\delta_n} = 0,25 \frac{n_p p D_{вн}}{\delta_n} . \quad (2.11)$$

2. Нагрузка от веса продукта, находящегося в трубопроводе единичной длины, Н/м:

- при перекачке газа

$$q_{газ} = n_{np} q_{газ}^H = n_{np} 0,215 \rho_{газ} g \frac{p D_{вн}^2}{zT} , \quad (2.12)$$

где n_{np} - коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта ($n_{np}=1,0$), а при расчетах на продольную устойчивость и устойчивость положения ($n_{np}=0,95$); $\rho_{газ}$ - плотность газа, кг/м³ при температуре 0 °С и давлении 0,1 МПа; g - ускорение свободного падения, $g=9,81$ м/с²; $D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы, см; z - коэффициент сжимаемости газа; T - абсолютная температура, К ($T=273+t$, где t - температура газа, °С).

Для природного газа допускается рассчитывать q_{np}^H по эмпирической зависимости:

$$q_{газ}^H \approx 10^{-2} p D_{вн}^2 , \quad (2.13)$$

где $\rho_{газ}$ - рабочее (нормативное) давление, МПа; $D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы, см;

- при перекачке нефти и нефтепродуктов

$$q_{np}^H = 10^{-4} \rho_n g \frac{\pi D_{вн}^2}{4} , \quad (2.14)$$

ρ_n - плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, кг/м³; $g=9,81$ м/с²; $D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы, см.

3. Температурные воздействия вызывают в полностью заземленном подземном или надземном трубопроводе продольные напряжения, определяемые при коэффициенте надежности по нагрузке $n_t=1,0$ по формуле:

$$\sigma_{npt} = \sigma_{npt}^H = -\alpha_t E \Delta t \quad , \quad (2.15)$$

где α_t - коэффициент линейного расширения металла труб, для стали $\alpha_t=0,000012$ град⁻¹; Δt - расчетный температурный перепад,

$$\Delta t = t_{\vartheta} - t_{\phi} \quad . \quad (2.16)$$

Здесь t_{ϑ} – максимальная (или минимальная) возможная температура стенок трубы в процессе эксплуатации определяется в технологической части проекта; t_{ϕ} - наименьшая (t^x) или наибольшая (t^m) температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (при известном календарном сроке замыкания трубопровода t_{ϕ} находится в Справочнике по климату России),

$$t^x = t_n^x - 6 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad ; \quad (2.17)$$

$$t^m = t_n^m + 3 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad , \quad (2.18)$$

где t_n^x, t_n^m - нормативные температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года (Приложение П),

$$t_n^x = t_I - \Delta_I \quad ; \quad (2.19)$$

$$t_n^m = t_{VII} + \Delta_{VII} \quad . \quad (2.20)$$

Здесь t_I, t_{VII} - многолетние среднемесячные январская и июльская температуры воздуха, принимаемые по СНиП 2.01.07-85* [112] или СНиП 23-01-99 [121] в зависимости от района строительства; Δ_I, Δ_{VII} - отклонение средней температуры наиболее теплых и холодных суток от значений t_I, t_{VII} соответственно (Приложение П).

Для ориентировочных расчетов подземных трубопроводов температурный перепад можно принять $\pm 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$, надземных - $\pm 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

К **кратковременным** относятся нагрузки и воздействия, действие которых может длиться от нескольких секунд до нескольких месяцев.

4. Снеговая нагрузка q_c , приходящаяся на единицу длины надземного трубопровода, подсчитывается по формуле:

$$q_c = n_c p_c^H B_z, \quad (2.21)$$

где n_c - коэффициент надежности по нагрузке от веса снегового покрова, $n_c=1,4$; p_c^H - нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности на уровне прокладки трубопровода, Па; B_z - ширина горизонтальной проекции надземного трубопровода, $B_z = 0,77D_H$.

Значение p_c^H находится следующим образом:

$$p_c^H = p_{c.n}^H C_c, \quad (2.22)$$

где $p_{c.n}^H$ - нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, принимаемое по СНиП 2.01.07-85* [112] в зависимости от района строительства (Приложение П):

Снеговой район РФ по карте 1	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
p_{cn}^H , кПа	0,56	0,84	1,26	1,68	2,24	2,80	3,36	3,92

c_c - коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к весу снегового покрова на единицу поверхности площади на уровне прокладки трубопровода, для одиночного трубопровода $c_c=0,4$.

5. Гололедные нагрузки для случаев, когда возможно обледенение надземного трубопровода, рассчитываются по формуле:

$$q_{лед} = n_{лед} q_{лед}^H = n_{лед} 0,17bkD_H, \quad (2.23)$$

где $q_{лед}$ и $q_{лед}^H$ - соответственно расчетная и нормативная нагрузки, Н/м;

$n_{лед}$ - коэффициент надежности по гололедной нагрузке, $n_{лед}=1,3$; b - толщина слоя гололеда, мм, принимаемая согласно СНиП 2.01.07-85* [112] в зависимости от района строительства (Приложение П):

Гололедные районы РФ по карте 4	I	II	III	IV	V
Толщина стенки гололеда b , мм	не менее 3	5	10	15	не менее 20

k - коэффициент, учитывающий изменение толщины слоя гололеда в зависимости от высоты положения трубопровода над поверхностью земли:

Высота над поверхностью земли, м	5	10	20	30	50	70	100
Коэффициент k	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0

D_n – наружный диаметр трубы, см.

6. Ветровая нагрузка на трубопровод, действующая в горизонтальной плоскости перпендикулярно к его оси,

$$q_{вет} = n_{вет} q_{вет}^H = n_{вет} (q_c^H + q_d^H) D_n, \quad (2.24)$$

где $n_{вет}$ - коэффициент надежности по ветровой нагрузке в СНиП 2.05.06-85* [112], $n_{вет}=1,2$; q_c^H - нормативное значение статической составляющей ветрового давления на трубопровод (в Па), происхождение которой обусловлено средней скоростью ветра; q_d^H - нормативное значение динамической составляющей ветрового давления на трубопровод (в Па), происхождение которой обусловлено пульсацией ветрового потока.

Величина q_c^H определяется как

$$q_c^H = q_o^H k_\epsilon c_x, \quad (2.25)$$

где q_o^H - нормативное ветрового давления на вертикальную плоскость, принимаемое по СНиП 2.01.07-85* [112] в соответствии с районом строительства (Приложение П):

Высота, м	5	10	20	40	60	80	100
Коэффициент k_ϵ	0,75	1,0	1,25	1,5	1,7	1,85	2,0
Коэффициент ξ	0,85	0,76	0,69	0,62	0,58	0,56	0,54

Высота, м	150	200	250	300	350	480
Коэффициент k_ϵ	2,25	2,45	2,65	2,75	2,75	2,75
Коэффициент ξ	0,51	0,49	0,47	0,46	0,46	0,46

c_x – коэффициент лобового сопротивления трубопровода ветровому потоку, определяемый по графику на рис.2.1, в зависимости от числа Рейнольдса

$$Re = 0,88 \cdot 10^5 D_n \sqrt{n_{вет} k_\epsilon q_o^H}, \quad (2.26)$$

для воздуха с кинематической вязкостью $0,145 \cdot 10^{-4}$ м²/с при температуре 15 °С и давлении 0,1 МПа. Здесь q_o^H подставляется в Па, а D_n - в м.

Нормативное значение динамической составляющей ветрового давления подсчитывается по формуле:

$$q_d^H = q_c^H \xi \zeta v, \quad (2.27)$$

где ν - коэффициент пространственной корреляции пульсации давления ветра, принимаемый для существующих диаметров в зависимости от длины трубопровода L :

$L, \text{ м}$	5	10	20	40	80	160	320
ν	0,89	0,85	0,80	0,72	0,63	0,53	0,48

ζ - коэффициент пульсаций давления ветра, принимаемый в зависимости от высоты положения трубопровода; ξ - коэффициент динамичности, определяемый по графику на рис.2.2 в зависимости от параметра

$$\varepsilon = \sqrt{n_{вет} q_c^H} / 940 f_{\kappa} , \quad (2.28)$$

В формуле (2.28) значение q_c^H берется в Па, первая частота собственных колебаний f_{κ} - в Гц. Величину f_{κ} рассчитывают с учетом конструктивной схемы прокладки трубопровода. Так, для балочных систем с жесткими опорами

$$f_{\kappa} = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\alpha^2}{\ell^2} \cdot \sqrt{\frac{EIg}{q_{mp}}} , \quad (2.29)$$

где ℓ - расстояние между опорами, определяемое прочностным расчетом; I - осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы,

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) , \quad (2.30)$$

g - ускорение свободного падения, м/с²; q_{mp} - вес единицы длины трубопровода с продуктом, Н/м,

$$q_{mp} = q_m + q_{np} , \quad (2.31)$$

α - коэффициент, принимаемый в зависимости от характера закрепления на опорах, конструктивной схемы трубопровода и формы колебаний. Для первой формы колебаний значения α_1 приводятся в табл. 2.3 и на графиках (рис.2.3).

Для других конструктивных схем прокладки надземных переходов трубопроводов значение f определяется по формулам, приведенным в [66, 92].

Предельное значение частоты собственных колебаний, при котором допускается не учитывать динамическую составляющую ветрового давления, определяется по СНиП 2.01.07-85*[112] в зависимости от района строительства при значении логарифмического декремента колебаний $\delta_d=0,15$.

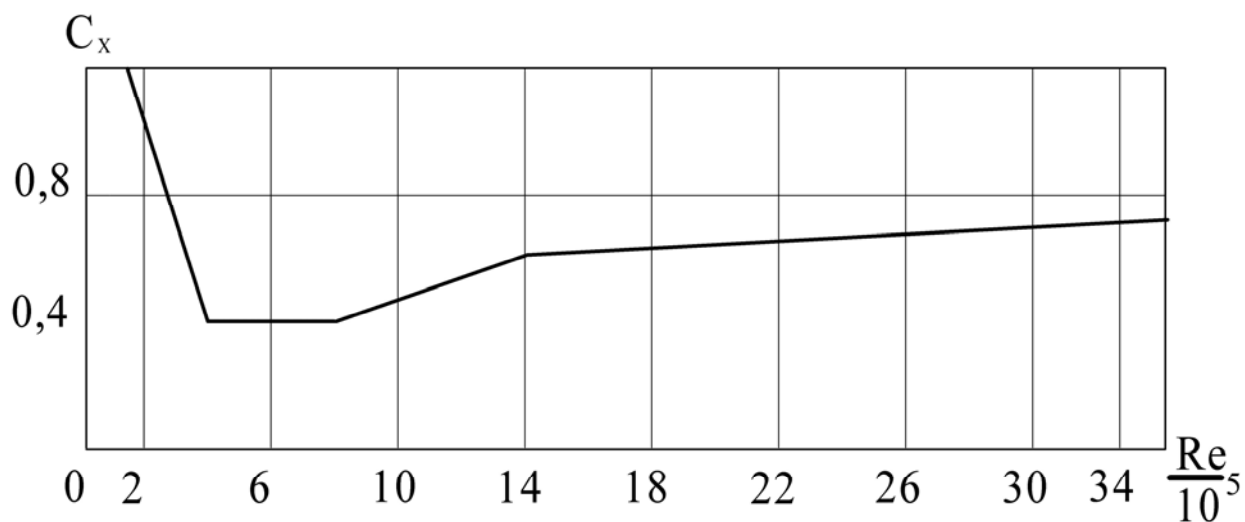


Рис. 2.1. Зависимость коэффициента лобового сопротивления c_x от числа Рейнольдса Re .

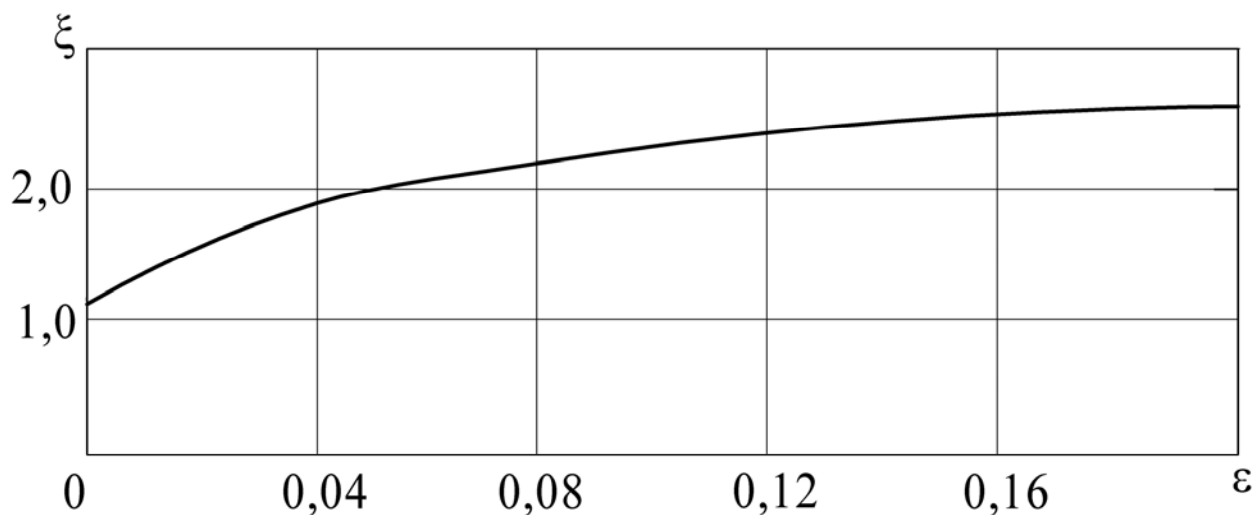


Рис. 2.2. График определения коэффициента динамичности ξ

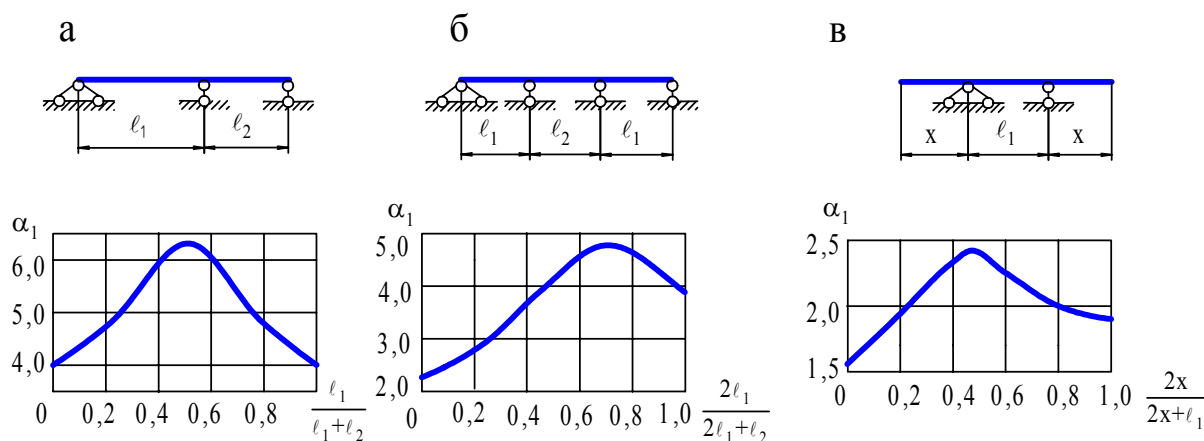
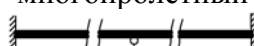


Рис.2.3. Графики для определения частоты собственных колебаний балочных переходов трубопроводов с неравными пролетами:

а – двухпролетный; б – трехпролетный; в – однопролетный двухконсольный

Таблица 2.3

**Коэффициент α_1 для балочных трубопроводов с разными пролетами,
лежащих на жестких опорах**

Условия закрепления	Число равных пролетов	Низшая частота $\alpha_{1n}^2 / 2\pi$	Высшая частота $\alpha_{16}^2 / 2\pi$
Шарнирное опирание концов: однопролетный  многопролетный 	1	1,57	1,57
	2	1,57	2,46
	3	1,57	2,94
	4	1,57	3,17
	5	1,57	3,30
	6	1,57	3,37
	∞	1,57	3,56
Заделка одного конца и шарнирное опирание другого: однопролетный  многопролетный 	1	2,46	2,46
	2	1,88	3,24
	3	1,69	3,37
	4	1,64	3,45
	5	1,62	3,49
	6	1,60	3,51
	∞	1,57	3,56
Заделка двух концов: однопролетный  многопролетный 	1	3,56	3,56
	2	2,46	3,56
	3	2,01	3,56
	4	1,83	3,56
	5	1,74	3,56
	6	1,69	3,56
	∞	1,57	3,56

Остальные нагрузки и воздействия, учитываемые при расчетах трубопроводов, будут рассматриваться по мере необходимости в других главах.

Нагрузки и воздействия обычно действуют на сооружения совместно в тех или иных сочетаниях. Эти сочетания устанавливаются из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок для рассматриваемой стадии работы конструкции или ее основания. По СНиП 2.0107-85* [112] устанавливаются основные сочетания нагрузок и воздействий, состоящие из постоянных, длительных и кратковременных, и особые сочетания, включающие в себя, кроме нагрузок основного сочетания, одну из особых нагрузок, например, сейсмическую, взрывную, технологическую и т.п.

При учете сочетаний, включающих постоянные и не менее двух временных нагрузок, расчетные значения временных нагрузок или соответствующих им усилий следует умножать на коэффициенты сочетаний, равные:

в основных сочетаниях для длительных нагрузок $\psi_{c1} = 0,95$;

для кратковременных $\psi_{c2} = 0,9$;

в особых сочетаниях для длительных нагрузок $\psi_{c1} = 0,95$; для кратковременных $\psi_{c2} = 0,9$; при этом особую нагрузку следует принимать без снижения.

При учете основных сочетаний, включающих постоянные нагрузки и одну временную нагрузку (длительную или кратковременную), коэффициенты ψ_{c1} и ψ_{c2} вводить не следует.

2.2. Прочность подземных трубопроводов

В настоящее время все металлические тонкостенные листовые конструкции, включая магистральные и промысловые трубопроводы, рассчитываются по методике предельных состояний, при переходе в которые нормальная эксплуатация конструкции становится невозможной.

Расчет стальных подземных трубопроводов ведется только по 1 предельному состоянию, т.е. по несущей способности, определяемой прочностью на разрыв под действием внутреннего давления транспортируемого продукта с последующей проверкой против чрезмерных деформаций. При этом максимальное силовое воздействие должно быть меньше или равно минимальной несущей способности:

$$N \leq \Phi, \quad (2.32)$$

где N - внутреннее усилие в сечении трубопровода от суммарного действия расчетных нагрузок; Φ - несущая способность конструкции.

В развернутом виде выражение (2.32) запишется как

$$nN^H = \frac{m}{kk_H} R^H F, \quad (2.33)$$

где nN^H - расчетная нагрузка; n - коэффициент надежности по нагрузке; N^H - нормативная нагрузка; m - коэффициент условий работы трубопровода; k - коэффициент надежности по материалу; k_H - коэффициент надежности по назначению; R^H - нормативное сопротивление материала; F - геометрическая характеристика поперечного сечения трубы.

2.2.1. Расчетные характеристики материалов

В качестве основных прочностных характеристик металла труб и сварных соединений в расчетах трубопроводов согласно СНиП 2.05.06-85* [114] используются нормативные и расчетные сопротивления растяжению (сжатию). Нормативные сопротивления R_1^H и R_2^H принимаются равными минимальным значениям временного сопротивления σ_s и предела текучести σ_m соответственно. Их значения приведены в приложении Г наряду с другими характеристиками труб.

Таблица 2.4

Коэффициент надежности по материалу, k_1

Характеристика труб	Значение коэффициента k_1
1.Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100%-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
2.Сварные из нормализованной термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100%-ный контроль неразрушающими методами	1,40
3.Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4.Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55
Примечание. Допускается применять коэффициенты: 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1	

Расчетные сопротивления R_1 и R_2 определяются по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} ; \quad (2.34)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} , \quad (2.35)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,6 для участков трубопроводов категории «В»; 0,75 для участков категорий I и II; и 0,9 для участков категорий I и IV; k_1 и k_2 - коэффициенты надежности по материалу (табл.2.4, 2.5); k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода (табл.2.6).

Таблица 2.5

Коэффициент надежности по материалу, k_2

Характеристика труб	Значение коэффициента k_2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением $R_2^H / R_1^H \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^H / R_1^H > 0,8$	1,20

Таблица 2.6

Коэффициент надежности по назначению трубопровода, k_H

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента k_H			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ МПа ($p \leq 55$ кгс/см ²)	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа ($55 < p \leq 75$ кгс/см ²)	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа ($75 < p \leq 100$ кгс/см ²)	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

2.2.2. Определение толщины стенки трубопровода

При расчете толщины стенки трубопровода в нормах СНиП 2.05.06-85* [114] используется теория наибольших нормальных напряжений при продольных напряжениях $\sigma_{np} \geq 0$. Расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_p p D_n}{2(R_1 + n_p)} . \quad (2.36)$$

При наличии продольных сжимающих напряжений $\sigma_{npN} < 0$ используется энергетическая теория прочности, что позволяет учесть двухосность напряженного состояния

$$\sqrt{\sigma_{\kappa\zeta}^2 - \sigma_{\kappa\zeta} \cdot \sigma_{npN} + \sigma_{npN}^2} \leq R_1 . \quad (2.37)$$

Решая квадратное уравнение (2.37), и учитывая знак σ_{npN} , получим:

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right] \cdot R_1 = \Psi_1 R_1 .$$

Тогда расчетная толщина стенки трубы будет равна:

$$\delta = \frac{n_p p D_n}{2(\Psi_1 R_1 + n_p p)} , \quad (2.38)$$

где Ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} . \quad (2.39)$$

Продольные осевые сжимающие напряжения σ_{npN} определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упруго пластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений, при этом расчетная схема должна отражать реальные условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

В частности, для прямолинейных и упругоизогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта, продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{npp} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p p D_{вн}}{2\delta_n} . \quad (2.40)$$

Толщина стенки трубопровода, определенная по формулам (2.36) и (2.38), округляется в большую сторону до ближайшей номинальной в сортаменте труб и обозначается δ_n .

Принятая толщина стенки труб должна быть не менее 1/140 наружного диаметра труб, но не менее 3 мм для труб диаметром $D_y \leq 200$ мм и не менее 4 мм для труб диаметром $D_y > 200$ мм.

Приведенная методика расчета представляет собой итерационный процесс, так как в выражение (2.40) для определения σ_{npN} требуется подставить значение δ_n , уточняемое далее в формуле (2.38), после чего значение принимаемой по сортаменту толщины стенки может измениться и вычисление приходится повторять с новым значением δ_n .

Расчетные толщины стенок промысловых трубопроводов и соединительных деталей согласно рекомендациям СНиП 2.04.12-86 [113] и СП 34-116-97 [125] вычисляются по формуле:

$$\delta_t = \frac{\gamma_f \eta p D_n}{2(R + 0,6\gamma_f p)} , \quad (2.41)$$

где η – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей;
 R – расчетное сопротивление металла труб и соединительных деталей, МПа.

Значения R определяют:

- для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород

$$R = \min \left\{ \frac{R_1'' \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n} ; \frac{R_2'' \gamma_c}{0,9 \gamma_n} \right\} , \quad (2.42)$$

- для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты

$$R = \frac{R_2'' \gamma_s}{\gamma_n} , \quad (2.43)$$

При назначении номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей учитывают временные факторы (возможность коррозионных, сейсмических и других воздействий).

Нормативные сопротивления R_1^H и R_2^H принимают равными минимальным значениям соответственно временному сопротивлению и пределу текучести материала труб и соединительных деталей по государственным стандартам и техническим условиям на трубы и соединительные детали.

Расчетные сопротивления сварных швов, соединяющих между собой трубы и соединительные детали, выполненных любым видом сварки и прошедших контроль качества неразрушающими методами, принимают равными меньшим значениям соответствующих расчетных сопротивлений соединяемых элементов.

Значения коэффициентов: надежности по назначению трубопроводов γ_n , условий работы трубопровода γ_c , надежности по материалу γ_m и надежности по нагрузке γ_f - принимают по рекомендациям СНиП 2.04.12-86 [113] и СП 34-116-97 [125].

Значения коэффициентов условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_s , принимают по табл.2.7.

Таблица 2.7

Значения коэффициентов условий работы γ_s трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты

Категория трубопровода и его участка	Содержание сероводорода	
	Среднее	Низкое
I	0,4	0,5
II	0,5	0,6
III	0,6	0,65

Примечание. Среднее и низкое содержание сероводорода – по ВСН 51-3-85/ВСН 2.38-85 [27].

Значения коэффициентов несущей способности труб и соединительных деталей η :

для труб, заглушек и переходов – 1;

для тройниковых соединений и отводов - $a\xi + b$,

где: $\xi = \frac{D_{H2}}{D_{H1}}$ - для тройниковых соединений, $\xi = \frac{r}{D_{HO}}$ - для отводов.

Значения коэффициентов a и b принимают: для тройниковых соединений по табл.2.8, для отводов – по табл.2.9.

Таблица 2.8

Значения коэффициентов a и b для тройниковых соединений

ξ	Сварные без усиливающих элементов		Бесшовные и штампосварные	
	a	b	a	b
от 0,00 до 0,15	0,00	1,00	0,22	1,00
от 0,15 до 0,50	1,60	0,76	0,62	0,94
от 0,50 до 1,00	0,10	1,51	0,40	1,05

Таблица 2.9

Значения коэффициентов a и b для отводов

ξ	a	b
от 1,0 до 2,0	-0,3	1,6
более 2,0	0,0	1,0

2.2.3. Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы в соответствии с нормами СНиП 2.05.06-85* [114] проверяются на прочность в продольном направлении и на отсутствие недопустимых пластических деформаций.

Прочность в продольном направлении проверяется по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \Psi_2 R_1, \quad (2.44)$$

где σ_{npN} , R_1 - продольные осевые напряжения и расчетное сопротивление металла труб, определяемые соответственно по (2.40) и (2.34); Ψ_2 - коэффициент, учитывающий напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$) $\Psi_2 = 1,0$, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) определяется по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (2.45)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления, определяемые по формуле (2.9).

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов в продольном и кольцевом направлениях проверку производят по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H ; \quad (2.46)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R_2^H , \quad (2.47)$$

где σ_{np}^H - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий; Ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; $\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления.

Продольные напряжения σ_{np}^H складываются из напряжений от действия внутреннего давления, температурного воздействия и воздействия от упругого изгиба (см. разд. 2.1) и для полностью заземленного подземного трубопровода находятся из выражения:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{ED_H}{2\rho_{min}}, \quad (2.48)$$

где ρ_{min} - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, определяемый по СНиП III-42-80* [123] (табл. 2.10) или специальным расчетом (см. раздел 2.5).

Таблица 2.10

**Значения минимально допустимых радиусов упругого изгиба
трубопровода, ρ_{min}**

Условный диаметр трубопровода, мм	ρ_{min} , М	Условный диаметр трубопровода, мм	ρ_{min} , М
1400	1400	600	600
1200	1200	500	500
1000	1000	400	400
800	800	300	300
700	700	200	200

Также минимально допустимый радиус упругого изгиба подземных и наземных трубопроводов определяют из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле:

$$\rho_{min} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_n}{\Psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t|} . \quad (2.49)$$

Коэффициент Ψ_3 определяется по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} \cdot R_2^H} . \quad (2.50)$$

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_n} . \quad (2.51)$$

Если одно из проверяемых условий (2.46) или (2.47) не выполняется, следует либо подобрать другую марку стали с лучшими механическими характеристиками, либо увеличить толщину стенки трубы до ближайшей большей по сортаменту, и повторить расчет.

Проверку прочности трубопровода, определяя усилия от расчетных нагрузок и воздействий, возникающих в отдельных элементах трубопроводов согласно указаниям СНиП 2.04.12-86 [113] необходимо производить методами строительной механики расчета статически неопределимых стержневых систем.

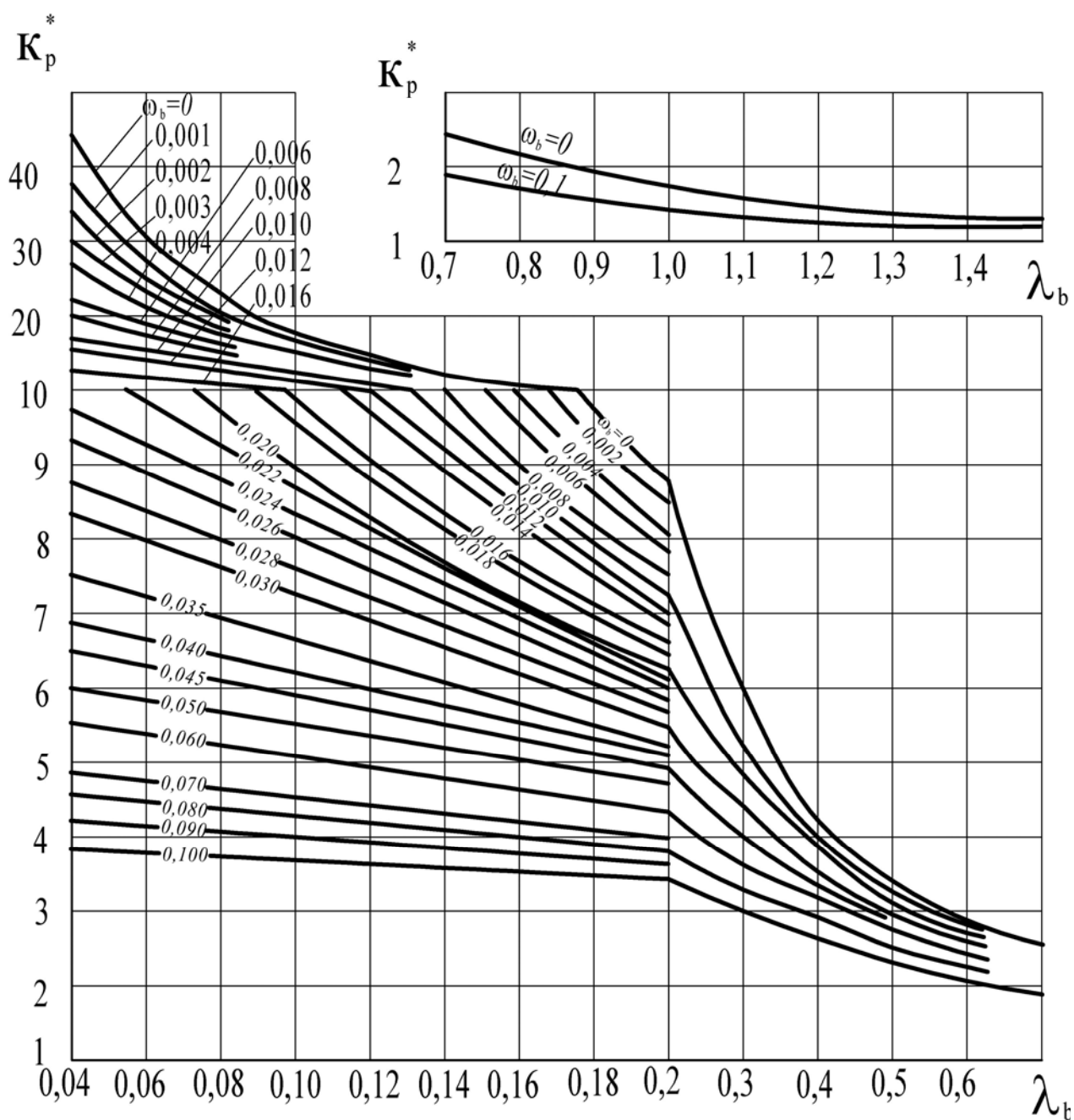
В качестве расчетной схемы трубопровода рассматриваются статически неопределимые стержневые системы переменной жесткости с учетом взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

Значение коэффициента повышения гибкости гнутых отводов k_p определяют по табл.2.11.

Величина k_p^* принимается по рис.2.4 в зависимости от геометрического параметра отвода λ_b и параметра внутреннего давления ω_b .

Коэффициент повышения гибкости отвода k_p

Центральный угол отвода φ , град	Значение k_p
От 0 до 45	$(k_p^* - 1) \frac{\varphi}{45} + 1$
От 45 до 90	k_p^*

Рис.2.4. График для определения значений коэффициента k_p^*

Значения параметров λ_b и ω_b определяют по формулам:

$$\lambda_b = \frac{4r\delta_n}{(D_n - \delta_n)^2} ; \quad (2.52)$$

$$\omega_b = \frac{3,64\gamma_f pr^2}{E\delta_n(D_n - \delta_n)} , \quad (2.53)$$

где r - радиус кривизны гнутого отвода, см.

Коэффициент гибкости тройниковых соединений принимают равным единице.

Арматура, расположенная на трубопроводе (краны, задвижки, обратные клапаны и т.д.), рассматривается в расчетной схеме как твердое недеформируемое тело.

В каждом поперечном сечении трубопровода для номинальной толщины стенки трубы и соединительных деталей выполняются условия:

в точках поперечного сечения, где фибровые продольные напряжения, определенные от расчетных нагрузок (σ_{np}), сжимающие:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{np})^2 + (\sigma_{кц} + \gamma_f p)^2 + (\sigma_{np} + \gamma_f p)^2} \leq \bar{R} ; \quad (2.54)$$

в точках поперечного сечения, где σ_{np} растягивающие:

$$\sigma_{np} + \gamma_f p \leq \bar{R} . \quad (2.55)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа; σ_{np} - продольные фибровые напряжения от расчетных нагрузок, МПа.

Значения $\bar{R}$ принимаются при:

- действии всех нагрузок силового нагружения – $1,2R$;
- совместном действии всех нагрузок силового нагружения и нагрузок деформационного нагружения (кроме сейсмических, пучения и морозобойного растрескивания) - $\frac{R_2^H \gamma_c}{0,9\gamma_n}$,
- совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружения, включая сейсмические воздействия, пучение и морозобойное растрескивание – $1,5R$.

При оценке прочности соединительных деталей учитываются еще и местные мембранные и изгибные напряжения, определенные от всех нагрузок

силового и деформационного нагружения. Значение $\bar{R}$ в этом случае принимают R_1^n .

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, $\bar{R}$ принимают равным R по формуле (2.43).

В кривых трубах наряду с повышенной гибкостью возникают значительные продольные и кольцевые напряжения под влиянием сил, сплюсывающих поперечное сечение, при этом максимальная величина продольных напряжений

$$\sigma_{прод}^{max} = m_s \cdot \sigma_{пр} , \quad (2.56)$$

где $\sigma_{пр}$ - продольные напряжения в прямой трубе, подсчитанные по общей теории изгиба;

m_s - коэффициент интенсификации продольных напряжений в кривых трубах.

Значения коэффициентов интенсификации продольных напряжений, принимаются:

- для прямой трубы – 1;
- для отводов - m_s^*
- для магистральной части тройникового соединения

$$m_s = 1 + \frac{D_{н2}}{D_{н1}} (m_s^* - 1) ; \quad (2.57)$$

- для ответвления тройникового соединения $m_s = m_s^*$.

Значения m_s^* для отводов принимают по рис. 2.5 в зависимости от параметров λ_b и w_b , определяемых формулами (2.52) и (2.53).

Значение m_s^* для магистральной части и ответвления тройникового соединения принимают по рис. 2.5 в зависимости от параметров тройникового соединения, определяемых по формулам:

$$\lambda_{1(2)} = 4 \frac{\delta_{н1(2)}}{D_{н1(2)} - \delta_{н1(2)}} ; \quad (2.58)$$

$$\omega_{1(2)} = 3,64 \frac{\gamma_f p_n}{E} \frac{D_{н1(2)} - \delta_{н1(2)}}{\delta_{н1(2)}} . \quad (2.59)$$

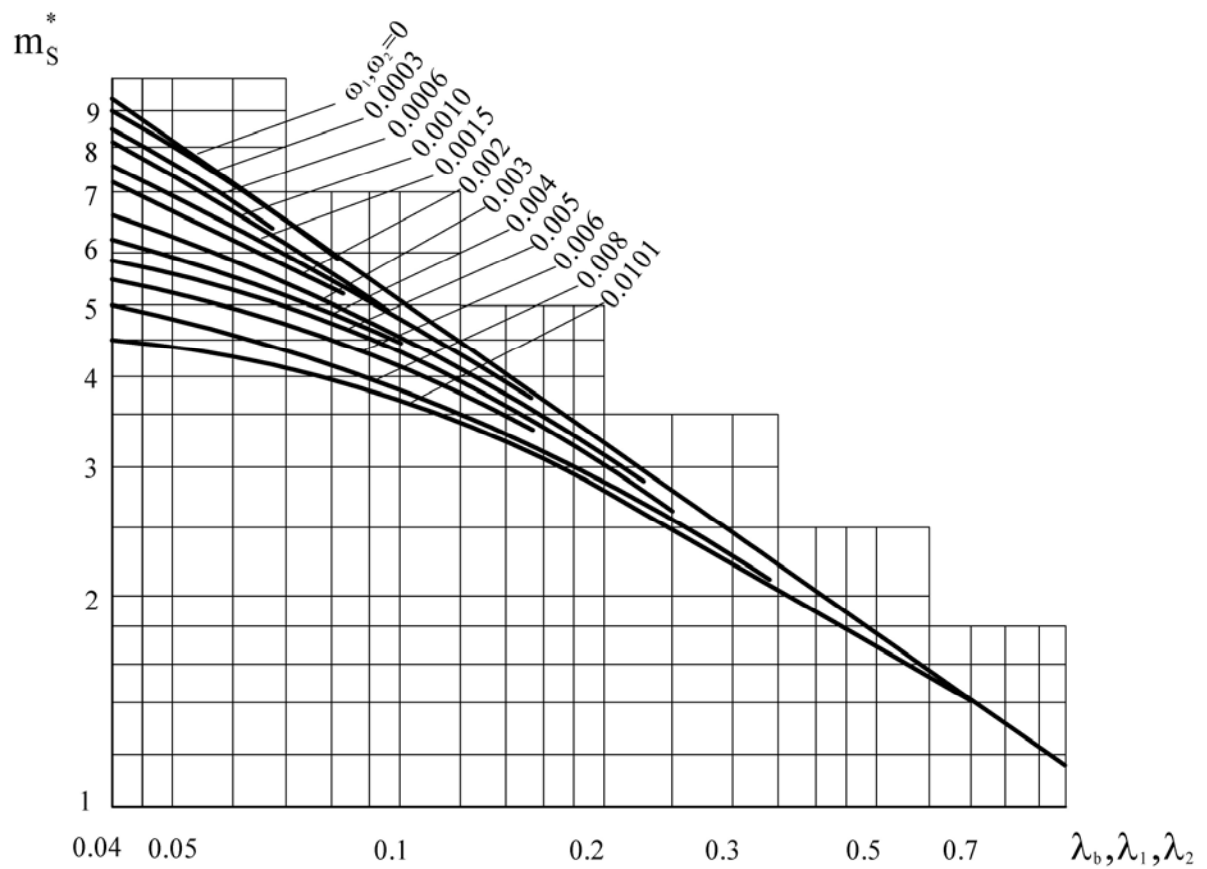


Рис.2.5. График для определения значений коэффициента m_s^*

Примечание.

При определении значений параметров магистральной части тройникового соединения λ_1 и w_1 используются первые индексы; при определении ответвления тройникового соединения λ_2 и w_2 - вторые индексы.

2.3. Устойчивость подземных трубопроводов

Под устойчивостью трубопровода будем понимать его способность сохранять начальное прямолинейное или упругоискривленное положение при воздействии сжимающих сил, направленных вдоль оси. При расчете продольной устойчивости важно правильно назначить расчетную модель грунта.

К настоящему времени в механике грунтов наиболее полно разработаны две расчетные модели грунтовой среды: модель пластичного тела Прандтля-Кулона и модель упругого грунта, соответствующая основным предпосылкам так называемого коэффициента постели (рис. 2.6). Модель пластичного тела Прандтля-Кулона используется при расчетах устойчивости сооружений на сдвиг. При значительных перемещениях, когда в грунте возникает предельное напряженное состояние, применение этой модели считается вполне оправданным. Однако при перемещениях, которые меньше предельных, ее использование искажает действительную картину работы грунтовой среды.

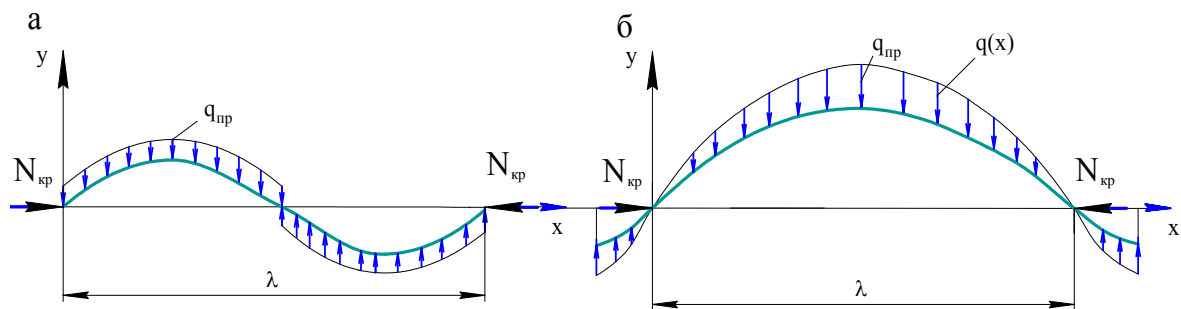


Рис.2.6. Схемы искривления трубопровода в жестко пластичной (а) и упругой (б) грунтовой среде

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется по СНиП 2.05.06-85* [114] в плоскости наименьшей жесткости системы в соответствии с условием:

$$S \leq m N_{кр} \quad , \quad (2.60)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом трубопроводе, возникающее от действия двух расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур, равное:

$$S = (0,2 \sigma_{кц} + \alpha_t E \Delta t) F \quad , \quad (2.61)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода; $N_{кр}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

2.3.1. Устойчивость трубопровода в жесткопластичной грунтовой среде

2.3.1.1. Прямолинейный участок подземного трубопровода

Условно прямолинейным считается такой участок трубопровода, который на длине в 100 м имеет максимальный прогиб 40 см, т.е. радиус $\rho \geq 3000$ м.

При использовании такой расчетной модели (рис.2.6,а) принимается, что грунт при любых, даже самых незначительных деформациях, оказывает равномерное по длине сопротивление, достигающее предельного значения q и, кроме того, грунт оказывает сопротивление в продольном направлении в месте контакта с трубой интенсивностью p_o .

Продольное критическое усилие, при котором происходит потеря устойчивости определится выражением [142]:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p_o^2 q^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (2.62)$$

где p_o - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины; q - сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины.

Величину p_o определим по формуле:

$$p_o = \pi D_n \tau_{np}, \quad (2.63)$$

где τ_{np} - предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

$$\tau_{np} = p_{cp} \operatorname{tg} \varphi_{cp} + c_{cp}, \quad (2.64)$$

здесь p_{cp} - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом; φ_{cp} - угол внутреннего трения грунта; c_{cp} - сцепление грунта (табл.2.12).

Таблица 2.12

**Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней
полосы России**

Грунт	φ_{zp} , градус	$f_{zp} = tg \varphi_{zp}$	c_{zp} , кПа
Гравелистый песок	36-40	0,7-0,8	0-2
Песок средней крупности	33-38	0,65-0,75	1-3
Мелкий песок	30-36	0,6-0,7	2-5
Пылеватый песок	28-34	0,55-0,65	2-7
Супеси	21-25	0,35-0,45	4-12
Суглинки	17-22	0,3-0,4	6-20
Глины	15-18	0,25-0,35	12-40
Торф	16-30	0,3-0,5	0,5-4

Величину p_{zp} определим по формуле:

$$p_{zp} = \frac{2n_{zp}\gamma_{zp}D_n \left[\left(h_o + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_o + \frac{D_n}{2} \right) tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_n} , \quad (2.65)$$

где n_{zp} - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8; h_o - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, которую СНиП 2.05.06-85* [114] рекомендует принимать в пределах 0,6-1,1 м в зависимости от условий прокладки; q_{mp} - нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом,

$$q_{mp} = q_m + q_{из} + q_{np} , \quad (2.66)$$

при этом значения коэффициентов надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода $n_{с.в}$ и веса перекачиваемого продукта n_{np} принимаются равными 0,95 [см. формулы (2.1), (2.2), (2.13), (2.14)].

Сопротивление вертикальным перемещениям

$$q_v = n_{zp}\gamma_{zp}D_n \left(h_o + D_n / 2 - \pi D_n / 8 \right) + q_{mp} . \quad (2.67)$$

2.3.1.2. Упругоизогнутый криволинейный участок подземного трубопровода

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластичной связи трубы с грунтом критическое усилие подсчитывается как [142]:

$$N_{кр} = \beta \cdot \sqrt[3]{q_6^2 EI} \quad , \quad (2.68)$$

или [2]

$$N_{кр} = 0,375 q_6 \cdot \rho \quad , \quad (2.69)$$

где β - коэффициент, который находится по номограмме (рис. 2.7) в зависимости от параметров θ и Z

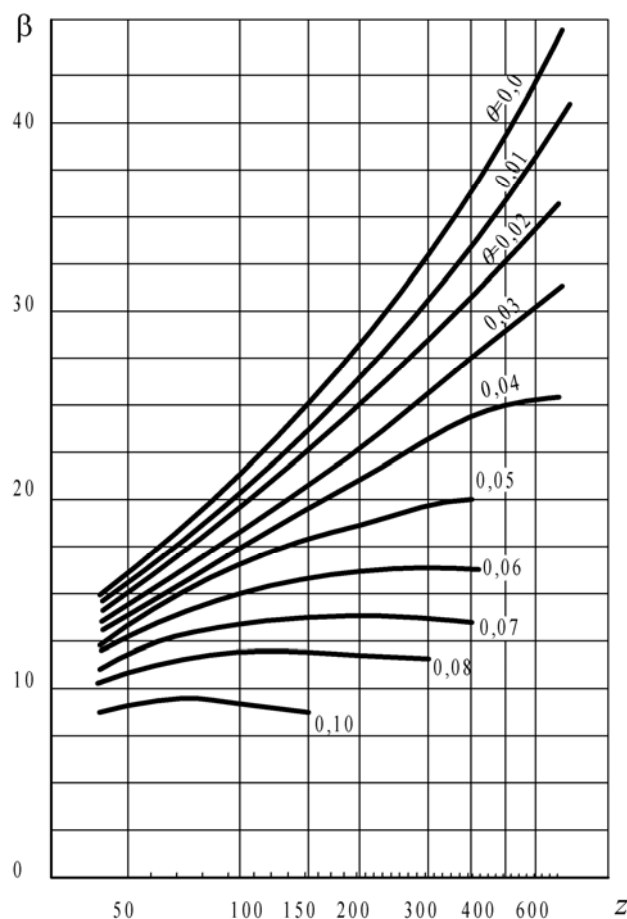


Рис.2.7. Номограмма для определения коэффициента β при проверке устойчивости криволинейного трубопровода

$$\theta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_6}{EI}}} \quad , \quad (2.70)$$

$$Z = \frac{\sqrt{\frac{p_o F}{q_6 I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_6}{EI}}} , \quad (2.71)$$

В формулах (2.56) и (2.57) ρ - радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи. В любом случае ρ должен быть больше значения ρ_{min} , определяемого по табл. 2.10 или специальными расчетами.

Из двух значений $N_{кр}$, определенных по формулам (2.68) и (2.69), рекомендуется принять меньшее.

2.3.1.3. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насыпи

Продольная устойчивость прямолинейных наземных трубопроводов в насыпях проверяется по условию (2.60) с учетом размеров и геометрической формы насыпи, предварительно назначаемых из конструктивных соображений и тепловых расчетов. После проверки устойчивости размеры насыпи уточняются в зависимости от соотношения величин S и $mN_{кр}$. При этом в случае пластической связи трубопровода с грунтом критическую силу будем определять как [142]:

$$N_{кр} = 3,97 \sqrt[11]{p_o^2 q_{зоп}^4 F^2 E^5 I^3} , \quad (2.72)$$

где сопротивление грунта продольным перемещениям p_o и предельные касательные напряжения τ_{np} определяем по формулам (2.63) и (2.64).

Значение сопротивления горизонтальным перемещениям трубы равно:

$$q_{зоп} = E_1 + E_2 , \quad (2.73)$$

где E_1 - предельное сопротивление грунта насыпи поперечному перемещению трубопровода (пассивный отпор грунта),

$$E_1 = \frac{n_{зп} \gamma_{зп} (h_1^2 - h_2^2)}{2} \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) + p_{зп} h_1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) + 2n_{зп} c_{зп} (h_1 - h_2) \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) , \quad (2.74)$$

E_2 - сила трения трубы о грунт при горизонтальном поперечном перемещении трубопровода, равная

$$E_2 = q_{mp} \operatorname{tg} \varphi_{zp} \quad (2.75)$$

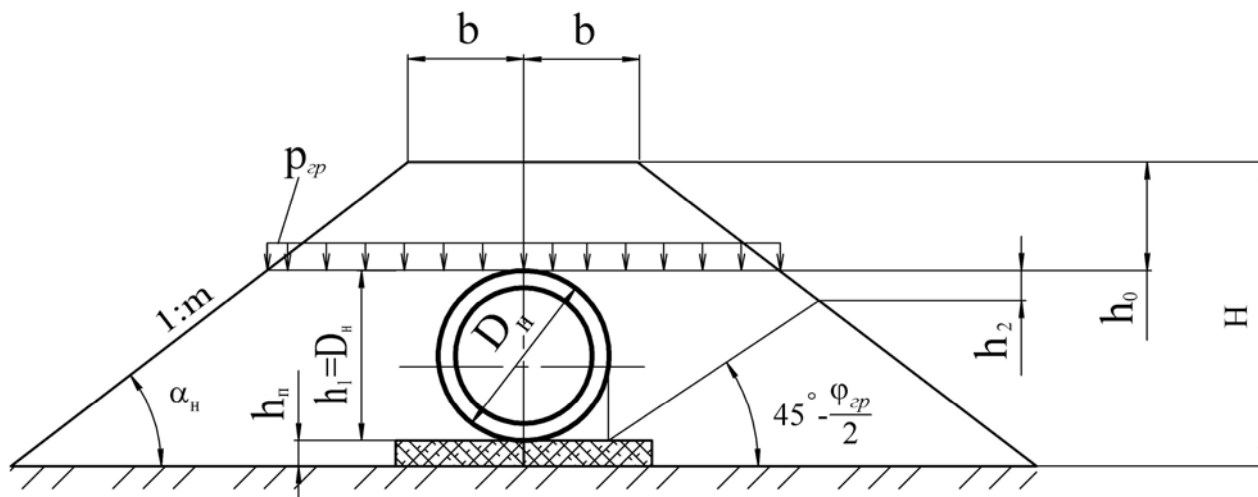


Рис.2.8. Расчетная схема проверки на общую устойчивость трубопровода в насыпи

В формулах (2.74) и (2.75) величина h_1 представляет расстояние от подошвы насыпи до верхней образующей трубопровода (рис.2.8), $h_n = (0,25 - 0,35)$ м, размер h_2 подсчитывается по формуле:

$$h_2 = h_1 - (b + h_o \operatorname{ctg} \alpha_n - 0,5h_1) \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \quad (2.76)$$

Среднее давление грунта в насыпи на уровне верхней образующей трубопровода равно:

$$p_{zp} = n_{zp} \gamma_{zp} \frac{h_o (b + 0,5h_o \operatorname{ctg} \alpha_n)}{b + h_o \operatorname{ctg} \alpha_n}, \quad (2.77)$$

Здесь b - половина ширины насыпи поверху по СНиП 2.05.06-85* [114]

$$1,5D_n \leq 2b \leq 1,5 \text{ м}, \quad (2.78)$$

h_o - высота слоя засыпки над верхней образующей трубопровода, $h_o \geq 0,8$ м;
 α_n - угол откоса насыпи, учитывая, что по СНиП 2.05.06-85* [114] откос должен быть не менее 1:1,25, $\alpha_n \leq 39^\circ$.

Для несвязных грунтов, таких как песок, с $c_{zp}=0$, значение E_1 должно быть уменьшено на величину

$$E_{акт} = \frac{n_{zp}\gamma_{zp}h_1^2}{2} \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2}\right) + p_{zp}h_1 \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2}\right). \quad (2.79)$$

Рекомендуемая [129] конструкция и параметры обвалования при наземной прокладке трубопровода приведены на рис.2.9 и в табл.2.13.

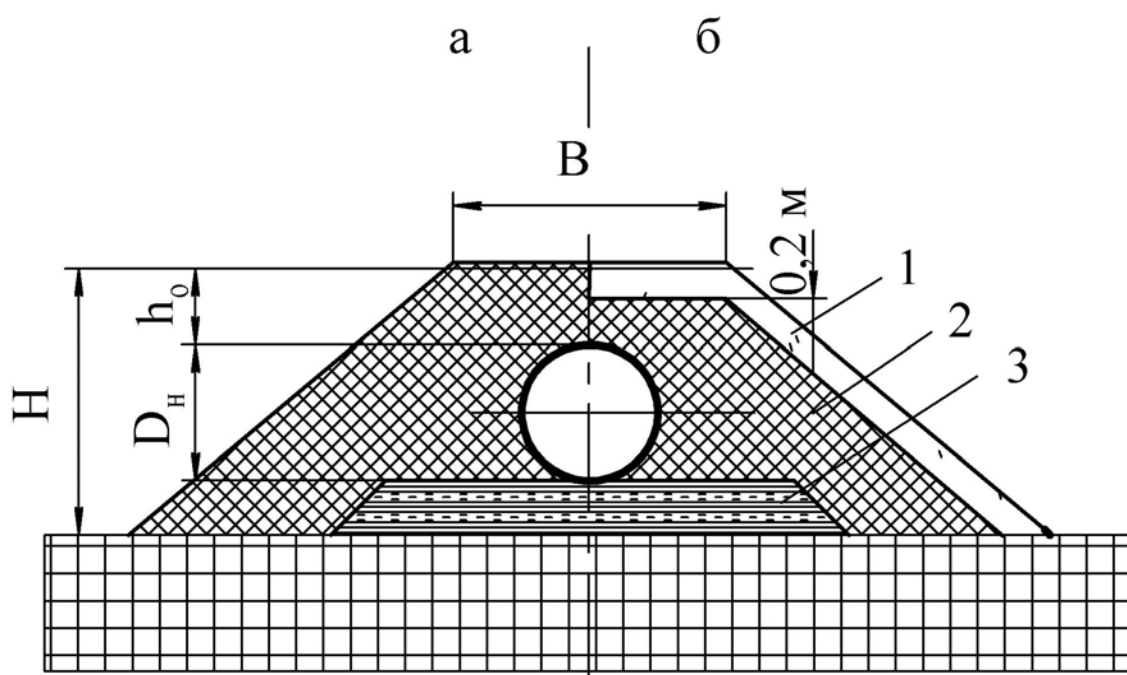


Рис.2.9. Конструкция валика при наземной прокладке трубопровода по поверхности болота:

1 – минеральная обсыпка; 2 – уплотненный торф; 3 – хворостяная выстилка; а – степень разложения торфа более 30 %; б – степень разложения торфа менее 30 %

Таблица 2.13

Конструктивные параметры валика

Диаметр трубопровода D_y , мм	1:m	B,м	h_0 ,м	H,м
≤ 500	1,25	1,5	0,8	1,5
700	1,25	1,5	0,8	1,7
800	1,25-1,5	1,5	0,8	1,8
1000	1,25-1,5	1,7	1,0	2,2

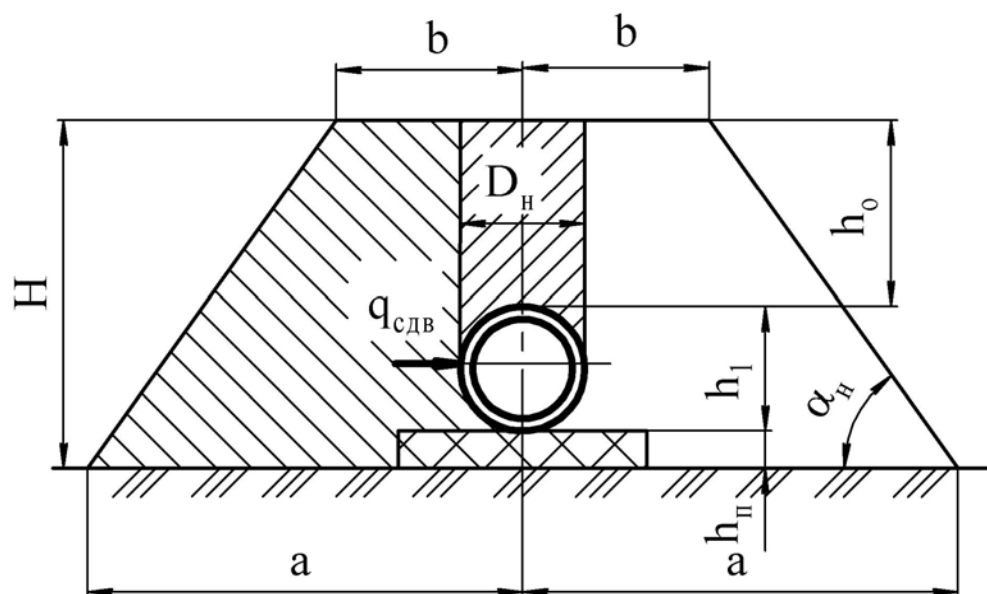


Рис.2.10. Расчетная схема нагрузок при определении сопротивления трубопровода сдвигу в сторону

На участках поворотов трубопровода в горизонтальной плоскости размеры насыпи проверяются из условия устойчивости трубопровода на сдвиг в сторону вместе с грунтом, расположенным над ним и со стороны, препятствующей сдвигу (рис.2.10):

$$q_{сдв} \geq \frac{k_{сдв} \cdot S}{\rho} \quad , \quad (2.80)$$

где ρ - радиус изгиба оси трубопровода; $k_{сдв}$ - коэффициент запаса по сдвигу грунта, принимаемый равным 1,25; $q_{сдв}$ - сопротивление грунта сдвигу трубопровода вместе с частью насыпи, отнесенное к единице длины трубы,

$$q_{сдв} = n_{cp} \gamma_{cp} f_{cp} H \frac{(2a - D_n) + (2b - D_n)}{4} + \quad (2.81)$$

$$+ f_{mp} [q_{mp} + n_{cp} \gamma_{cp} D_n (H - D_n)] + n_{cp} c_{cp} \frac{2a - D_n}{2} \quad ,$$

Здесь f_{cp} - коэффициент трения грунта при сдвиге, равный $\tan \varphi_{cp}$ (см.табл.2.12); f_{mp} - коэффициент трения трубопровода о грунт, равный 0,25-0,36; a - половина ширины насыпи понизу,

$$a = b + h_n / \tan \alpha_n \quad , \quad (2.82)$$

H - полная высота насыпи,

$$H = h_1 + h_o + h_n , \quad (2.83)$$

На участках поворотов трубопроводов в вертикальной плоскости устойчивое положение трубопровода в насыпи против подъема вместе с грунтом обеспечивается при соблюдении условий:

$$q_{\text{с}} \geq \frac{2k_{\text{н.н}}S}{\ell_{\text{кр}} \sqrt{1 + \frac{1}{16} \left(\frac{\ell_{\text{кр}}}{f} \right)^2}} ; \quad (2.84)$$

$$q_{\text{с}} \geq \frac{k_{\text{н.н}}S}{k_{\alpha}\rho} , \quad (2.85)$$

где $q_{\text{с}}$ - определяется по формуле (2.67); $k_{\text{н.н}}$ - коэффициент надежности против подъема трубопровода вместе с грунтом, принимаемый равным 1,25; $\ell_{\text{кр}}$ - расстояние по прямой между началом и концом вертикальной кривой (рис.2.11); f - стрела изгиба трубопровода в пределах расчетного криволинейного участка; k_{α} - расчетный коэффициент, зависящий от угла поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости $\alpha_{\text{с}}$;
 при $\alpha_{\text{с}} \leq 45^{\circ}$ $k_{\alpha} = 1$,
 при $\alpha_{\text{с}} > 45^{\circ}$

$$k_{\alpha} = \sqrt{\sin^2 \frac{\alpha_{\text{с}}}{2} + \cos^4 \frac{\alpha_{\text{с}}}{2}} . \quad (2.86)$$

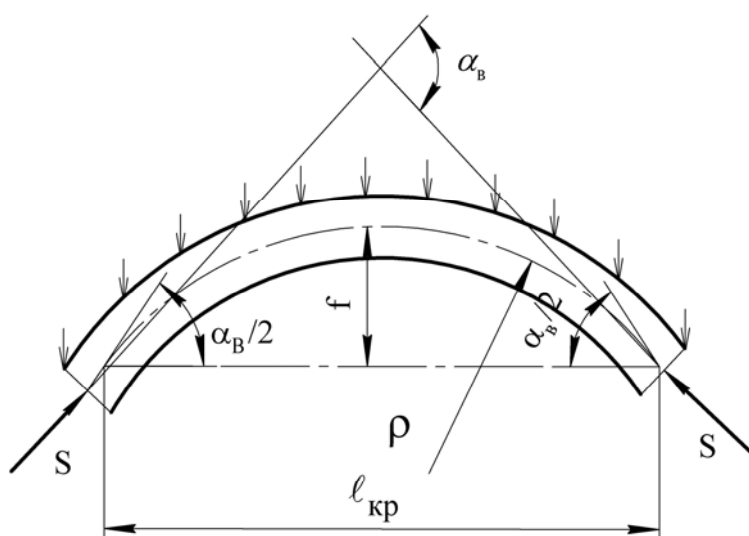


Рис.2.11. Расчетная схема изогнутых участков в насыпи в вертикальной плоскости

Значения $\ell_{кр}$, f , ρ и α_6 связаны между собой следующими зависимостями:

$$\ell_{кр} = 2 \cdot \rho \cdot \sin \frac{\alpha_6}{2} ; \quad (2.87)$$

$$f_{кр} = \rho - \sqrt{\rho^2 - \ell_{кр}^2 / 4} . \quad (2.88)$$

2.3.2. Устойчивость трубопровода в упругой грунтовой среде

Трубопровод, расположенный в упругой грунтовой среде, может потерять устойчивость с образованием одной выпучины, характеризуемой уравнением

$$y(x) = f_o \cdot \sin \frac{2\pi x}{\lambda} , \quad (2.89)$$

где f_o - наибольшая стрела прогиба по середине выпученного участка, или с образованием нескольких волн искривления

$$y(x) = f_o \cdot \sin \frac{\pi x}{\lambda} . \quad (2.90)$$

При использовании такой расчетной модели (рис.2.6,б) критическая продольная сила для обеих форм искривления определим по формуле:

$$N_{кр} = 2 \cdot \sqrt{k_o D_n EI} , \quad (2.91)$$

где k_o - коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии) (табл.2.14) [10].

Расчетная длина волны выпучивания для случая (2.89) определяется из выражения [16]:

$$\lambda_{кр} = 2\pi \sqrt[4]{EI / k_o D_n} , \quad (2.92)$$

а для случая (2.90)

$$\lambda_{кр} = \pi \sqrt[4]{EI / k_o D_n} , \quad (2.93)$$

Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	$k_o, \text{МН/м}^3$	Грунт	$k_o, \text{МН/м}^3$
Торф влажный	0,5-1,0	Песок слежавшийся	5-30
Плывун	1-5	Глина тугопластичная	5-50
Глина размягченная	1-5	Гравий	10-50
Песок свеженаасыпанный	2-5		

2.4. Продольные перемещения подземных трубопроводов

Расчеты продольных перемещений подземных трубопроводов имеют исключительно важное значение при оценке сохранения или изменения его положения в процессе эксплуатации. Особенно это относится к тупиковым участкам и участкам сопряжения различных конструктивных схем прокладки (рис.2.12).

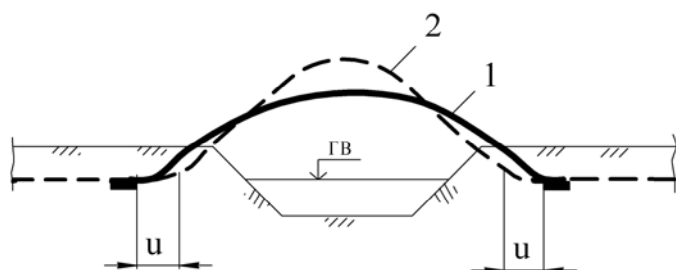


Рис.2.12. Влияние прилегающих подземных участков на арочный трубопроводный переход:

1 – начальное положение трубопровода;
2 – положение трубопровода в процессе эксплуатации

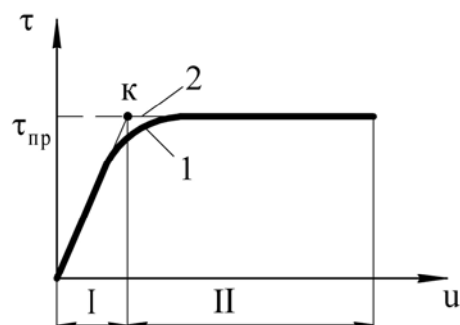


Рис.2.13. Характер взаимодействия подземного трубопровода с грунтом:

1 – реальная кривая $\tau=f(u)$;
2 – расчетная зависимость

Силами, препятствующими продольному перемещению труб и, являются силы трения наружной поверхности о грунт, которые зависят от периметра самой трубы и от сопротивления грунта сдвигу в виде касательных напряжений

τ (рис.2.13). На участке I связь между грунтом и трубой упругая, характеризующаяся зависимостью, предложенной В.А. Флориным [137]:

$$\tau(x) = k_u \cdot u(x) , \quad (2.94)$$

где k_u - коэффициент сопротивления грунта при продольном перемещении трубопровода (коэффициент постели при сдвиге), определяемый по табл. 2.15. Эта область характерна сравнительно малыми перемещениями (примерно 20 мм – песок, 5 мм – глина для труб $D_y=1000$ мм).

Таблица 2.15

Коэффициент постели грунта при сдвиге

Грунт	k_u , МН/м ³	Грунт	k_u , МН/м ³
Песок средней плотности	8,0	Глина мягкопластичная	1,5
Супесь	5,0	Торф сухой	0,5
Суглинок	4,0	Торф влажный	1,0
Глина тугопластичная	2,0		

В точке «К» касательные напряжения достигают предельной величины и на участке II грунт переходит в предельное напряженное состояние (происходит проскальзывание трубы относительно грунта), характеризующееся зависимостью Прандтля-Кулона

$$\tau_{np} = \sigma \cdot \operatorname{tg} \varphi_{gp} + c_{gp} , \quad (2.95)$$

где σ - средние нормальные напряжения в грунте по контакту системы труба-грунт.

2.4.1. Расчет продольных перемещений полубесконечного трубопровода

Полубесконечный трубопровод – основная схема при расчете продольных перемещений.

Эквивалентное продольное усилие P , т.е. усилие, которое реализуется в продольные перемещения, находим по выражению:

$$P = (0,2 \cdot \sigma_{\kappa\iota} + \alpha_t E \Delta t) \cdot F . \quad (2.96)$$

2.4.1.1. Наличие упругой связи

Схема к расчету перемещений труб в грунте приведена на рис. 2.14.

Продольные перемещения $u(x)$ касательные напряжения $\tau(x)$ и продольные усилия $P(x)$ в сечении x рассматриваемого участка трубопровода длиной ℓ_1 определяются по формулам:

$$u(x) = \frac{Psh\beta x}{\beta EFch\beta \ell_1} ; \quad (2.97)$$

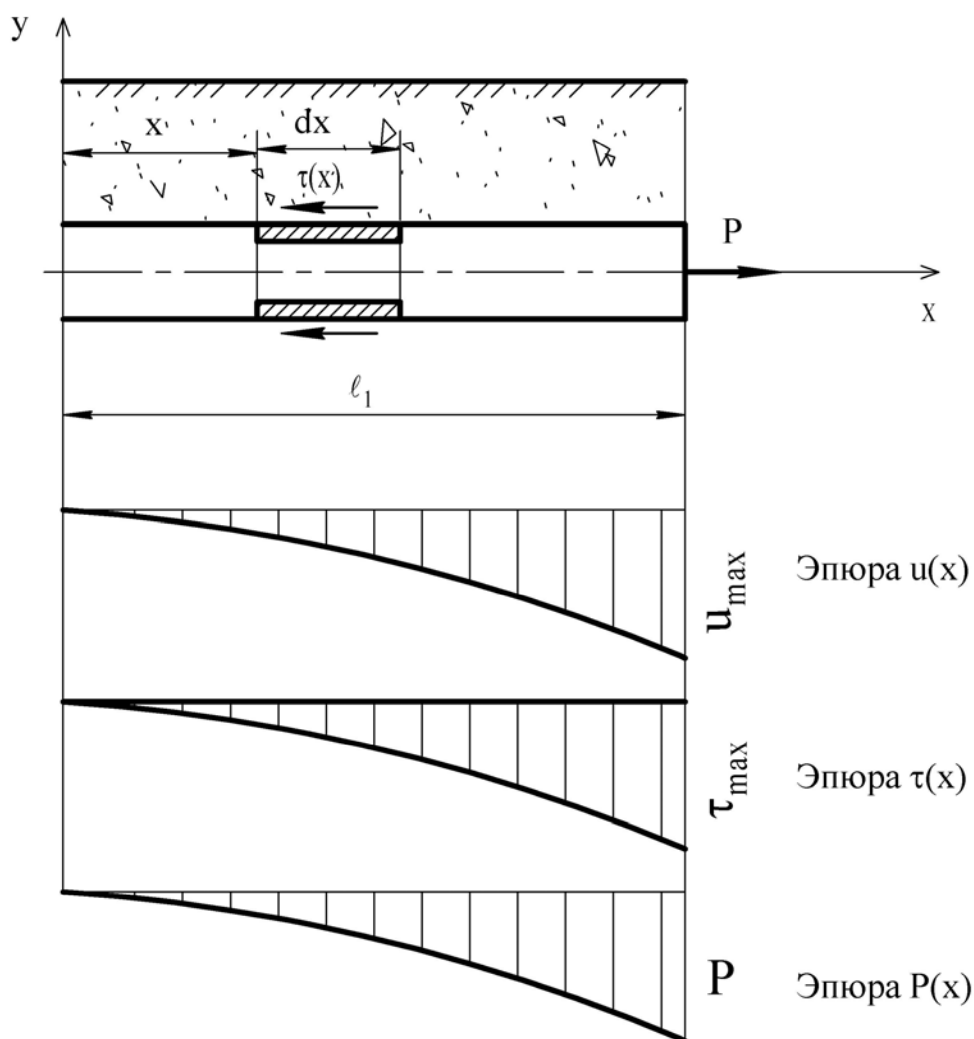


Рис.2.14. Расчетная схема для определения перемещений полубесконечного трубопровода при упругой связи трубы с грунтом

$$\tau(x) = k_u u(x) = \frac{k_u Psh\beta x}{\beta EFch\beta \ell_1} ; \quad (2.98)$$

$$P(x) = P \frac{ch\beta x}{ch\beta \ell_1} , \quad (2.99)$$

где β - параметр равный

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EF}} ; \quad (2.100)$$

$sh\beta x, ch\beta x$ - функции гиперболических синуса и косинуса,

$$sh\beta x = (e^{\beta x} - e^{-\beta x}) / 2 ; \quad (2.101)$$

$$ch\beta x = (e^{\beta x} + e^{-\beta x}) / 2 . \quad (2.102)$$

Длина участка ℓ_1 , в пределах которого имеют место продольные перемещения, с точностью до 6% определяются из соотношения

$$\ell_1 = 3,5 / \beta . \quad (2.103)$$

Максимальные перемещения u_{max} и касательные напряжения τ_{max} имеют место в конце участка ℓ_1 :

$$u_{max} = \frac{P}{\beta EF} th\beta \ell_1 ; \quad (2.104)$$

$$\tau_{max} = \frac{kP}{\beta EF} th\beta \ell_1 . \quad (2.105)$$

Расчетная схема (рис.2.14) и соответствующие ей зависимости действительны, если усилие P не превышает предельного P_{np} .

$$P \leq P_{np} , \quad (2.106)$$

которое определяют по формуле:

$$P_{np} = \tau_{np} \beta EF / k_u , \quad (2.107)$$

где τ_{np} - предельные касательные напряжения, определяемые по формуле (2.64), с использованием формул (2.65) и (2.66), в которых коэффициенты надежности по нагрузке $n_{cp} = 1,2, n_{св} = 1,1$ для определения q_m и $q_{с.в}$ и $n_{с.в} = 1,0$ для расчета q_{np} .

При этом максимальные перемещения u_{max} в точке $x = \ell_1$

$$u_{max} = \tau_{np} / k_u , \quad (2.108)$$

а максимальные касательные напряжения τ_{max} в той же точке равны предельным:

$$\tau_{max} = \tau_{np} . \quad (2.109)$$

2.4.1.2. Наличие пластичной связи

Если усилие P превышает P_{np} , продольные перемещения столь значительны, что связь между трубой и грунтом из упругой переходит в пластичную, при которой касательные напряжения по контакту труба-грунт не зависят от значения продольных перемещений и равны τ_{np} . Таким образом, отрезок трубопровода, вовлеченный в перемещения, увеличивается, и в его пределах, наряду с участком упругой связи трубопровода с грунтом ℓ_1 формируется участок пластичной связи ℓ_2 (рис.2.15).

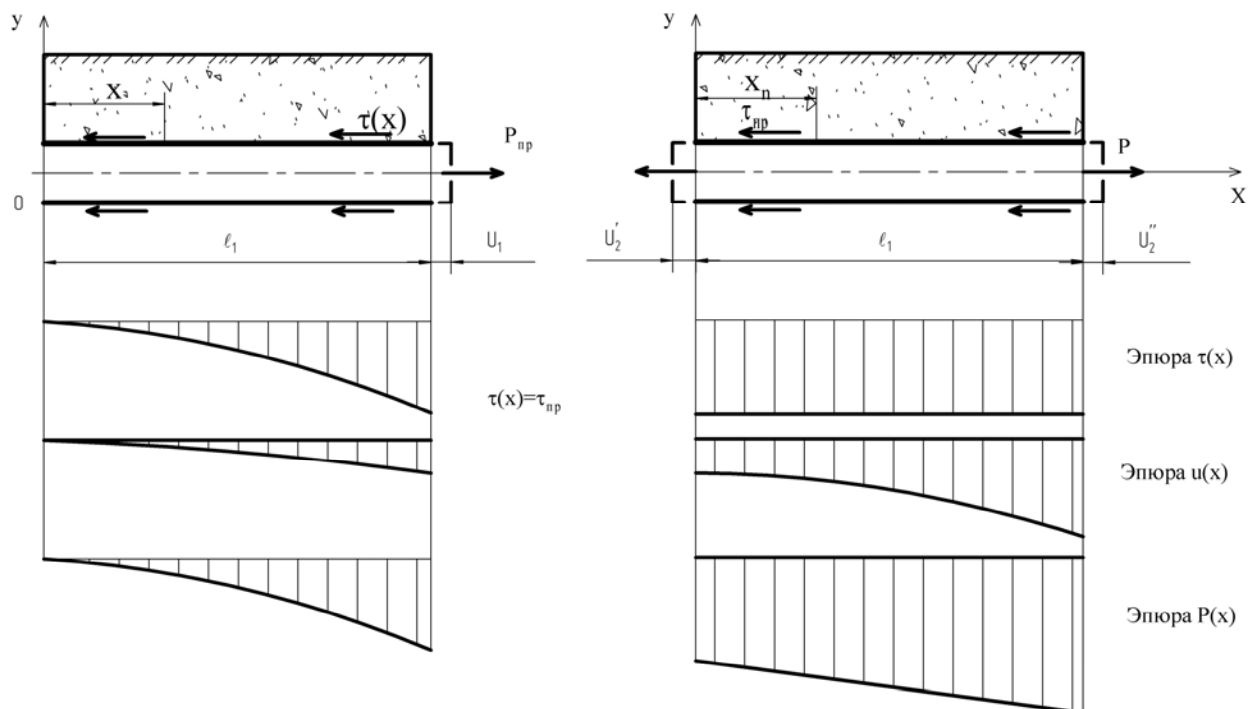


Рис.2.15. Расчетная схема для определения перемещений полубесконечного трубопровода при наличии участков упругой и пластичной связи трубы с грунтом

На участке упругой связи распределение u_x , τ_x и $P(x)$ рассчитываются по формулам (2.97), (2.98), (2.99) с заменой величины P на P_{np} .

Длина участка пластичной связи трубопровода с грунтом определяется по формуле:

$$\ell_2 = \frac{P - P_{np}}{p_o} = \frac{P - P_{np}}{\pi D_n \tau_{np}} . \quad (2.110)$$

Продольные усилия по длине трубопровода на участке ℓ_2 изменяются по следующей зависимости:

$$P(x_n) = P_{np} + p_o \cdot x_n . \quad (2.111)$$

Продольные перемещения на участке ℓ_2 с учетом смещения на участке ℓ_1 можно определить из выражения

$$u(x_n) = \frac{\tau_{np}}{k_u} + \frac{P_{np} x_n}{EF} + \frac{p_o x_n^2}{2EF} . \quad (2.112)$$

Продольное перемещение участка ℓ_2 складывается из двух частей: u'_2 под действием сил P_{np} без учета грунта и u''_2 под действием силы $P - P_{np}$ с учетом грунта

$$u_2 = u'_2 + u''_2 = \frac{P_{np}}{EF} \ell_2 + \frac{P - P_{np}}{2EF} \ell_2 = \frac{(P + P_{np})}{2EF} \ell_2 . \quad (2.113)$$

Тогда полное продольное перемещение конечного сечения трубопровода будет

$$u = u_1 + u_2 = \frac{\tau_{np}}{k_u} + \frac{P^2 - P_{np}^2}{2\pi D_n \tau_{np} EF} . \quad (2.114)$$

2.4.2. Расчет продольных перемещений на участках сопряжения различных конструктивных схем прокладки

На практике часто приходится встречаться с условиями, при которых усилие, вызывающее перемещение, само зависит от перемещения. Например, при определении перемещения трубопроводов из мест выхода на поверхность при расчете балочных и арочных переходов, трубопроводов в виде провисающей жесткой нити, подводных трубопроводов и др. (рис.2.16).

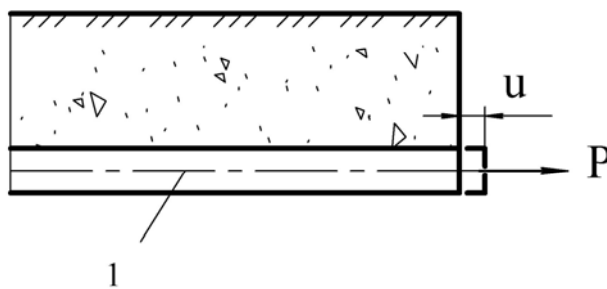
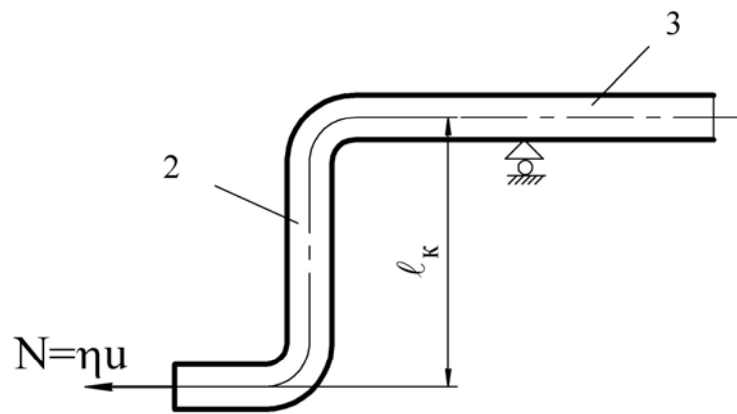


Рис.2.16. Расчетная схема участка сопряжения подземного трубопровода с балочным переходом:

1 – подземный участок; 2 – Г-образный компенсатор; 3 – надземный участок трубопроводного перехода

Продольной жесткостью трубопровода (коэффициент упругого отпора) будем называть упругую характеристику, устанавливающую связь

$$\eta(x) = \frac{N(x)}{u(x)}, \quad (2.115)$$

где $\eta(x)$ - коэффициент упругого отпора в сечении x ; $N(x)$, $u(x)$ - соответственно продольная сила и перемещение в том же сечении. Например, для Г-образного компенсатора

$$u = \frac{H_k \ell_k^3}{3EI}, \quad (2.116)$$

H_k - распор компенсатора; ℓ_k - вылет компенсатора.
Полагая $u = 1$ и $H_k = \eta$, получим:

$$\eta = \frac{3EI}{\ell_k^3}. \quad (2.117)$$

Как видно из формулы (2.115), при $u(x) \rightarrow 0$ $\eta \rightarrow \infty$, при $u(x) \rightarrow \infty$ $\eta \rightarrow 0$. Примером продольной жесткости $\eta \rightarrow \infty$ может быть прямолинейный трубопровод условно-бесконечной длины при продольной силе меньше критической, т.е. вызывающей потерю устойчивости труб. В этом случае перемещение любого сечения труб теоретически равно нулю. Примером $\eta \rightarrow \infty$ является случай полубесконечного трубопровода со свободным концом, так как перемещение свободного конца труб ничем не ограничено. Промежуточные между предельными значениями продольной жесткости являются все другие значения η , определяемые в каждом конкретном состоянии. Например, линейная зависимость $N = \eta u$, нелинейная зависимость $N = f(\eta, u^n)$ где u – граничное перемещение; n – показатель степени. Сопротивление продольному перемещению конца полубесконечного трубопровода учитывается в граничной продольной силе, которая принимается в виде $P = (P_0 - \eta u_0^n)$. Так как $\beta \ell_1 \rightarrow 1$, формула (2.104) с учетом продольной жесткости будет иметь вид:

- при линейной зависимости для η

$$u = P / (\beta EF + \eta) ; \quad (2.118)$$

- при нелинейной квадратичной зависимости

$$u = -\frac{\beta EF}{2\eta} + \sqrt{\left(\frac{\beta EF}{2\eta}\right)^2 + \frac{P}{\eta}} ; \quad (2.119)$$

- при нелинейной степенной зависимости

$$u = (P - \eta u^n) / (\beta EF) . \quad (2.120)$$

При упругопластичных деформациях грунта и $n = 1$ выражение для продольного перемещения будет иметь вид:

$$u = \frac{\tau_{np}}{k_u} + \left(\frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} \right) - \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2} \right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{np}^2)}{\eta^2}} , \quad (2.121)$$

где $A = P - \eta \tau_{np} \ell / k_u$; $B = 2EF\pi D_n \tau_{np}$.

2.5. Расчеты соединительных деталей трубопроводов

Оценку уровня напряженно-деформированного состояния и расчетную толщину стенки соединительных деталей: отводов, тройников, переходников и днищ необходимо производить согласно рекомендациям СНиП 2.05.06-85* [114] и Справочника [68].

2.5.1. Расчет отводов

Отводами называются криволинейные участки, предназначенные для изменения направления оси трубопровода. По способу изготовления различают отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутые при индукционном нагреве, штампосварные из двух половин, отвода сварные симметричные.

Основным силовым воздействием на отвод является внутреннее давление, максимальными напряжениями являются кольцевые, наиболее нагруженные волокна расположены на выпуклой внешней стороне отвода. Для них максимальные напряжения

$$\sigma_{max} = \sigma_{кц} \frac{4R - D_{н.от}}{4R - 2D_{н.от}}, \quad (2.122)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от действия расчетной нагрузки – внутреннего давления, определяемые для номинальной толщины стенки отвода $\delta_{н.от}$,

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot p D_{вн.от}}{2\delta_{н.от}}, \quad (2.123)$$

R - радиус изгиба оси отвода; $D_{н.от}$, $D_{вн.от}$ - соответственно наружный и внутренний диаметры отвода.

В крутоизогнутых отводах при $R = D_{н.от}$ максимальные напряжения в 1,3 раза больше, чем в прямой трубе той же толщины. С увеличением радиуса изгиба оси напряжения уменьшаются и при $R = 2D_{н.от}$ приближаются к напряжениям в прямой трубе.

Максимальные напряжения можно определить также по формуле:

$$\sigma_{max} = \sigma_{кц} \eta_{от}, \quad (2.124)$$

где $\eta_{от}$ - коэффициент несущей способности отводов (табл. 2.16).

Коэффициент несущей способности отвода

Отношение радиуса изгиба оси отвода к его наружному диаметру	1,0	1,5	2,0
Коэффициент несущей способности отвода η_{om}	1,30	1,15	1,00

Расчетную толщину отвода δ_{om} следует определять по формуле:

$$\delta_{om} = \frac{n_p D_{n.om}}{2(R_{lom} + n_p p)} \cdot \eta_{om} , \quad (2.125)$$

где R_{lom} - расчетное сопротивление стали отвода.

Далее полученное значение δ_{om} округляется в большую сторону до ближайшего номинального значения $\delta_{n.om}$, но не менее 4 мм.

В тех случаях, когда стали соединяемых труб и отвода имеют разные значения $\sigma_{вр}$, для обеспечения равнопрочности трубопровода необходимо соблюдать условие:

$$\delta_n = R_1^H = \delta_{n.om} = R_{lom}^H , \quad (1.126)$$

где δ_n - номинальная толщина стенки трубопровода.

При невозможности выполнения этого требования, а также при разности толщин δ_n и $\delta_{n.om}$, отличающихся более, чем в 1,5 раза, необходимо предусмотреть переходные кольца (катушки).

2.5.2. Расчет тройников

По способу изготовления различают тройники горячей штамповки, штамповарные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки, тройники сварные без специальных усиливающих элементов и тройники сварные, усиленные накладками (рис. 2.17, 2.18).

Длина сварных тройников должна быть равна не менее, чем двум наружным диаметрам ответвления D_n , длина ответвления не усиленных сварных тройников должна быть не менее $0,5 D_{n.o}$, но не менее 100 мм. Общая длина цельноштампованных тройников должна быть не менее $D_{n.o} + 200$ мм, а высота ответвления – не менее $0,2 D_{n.o}$, но не менее 100 мм. Радиус закругления в области примыкания ответвления должен быть не менее $0,1 D_{n.o}$.

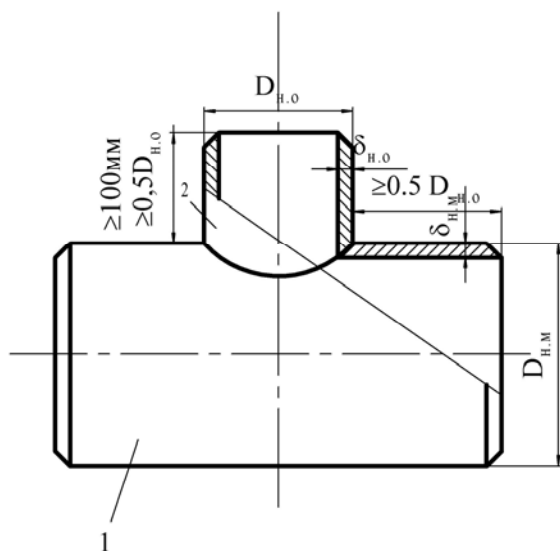


Рис.2.17. Сварной неусиленный тройник:
1 – магистральный трубопровод; 2 - отвод

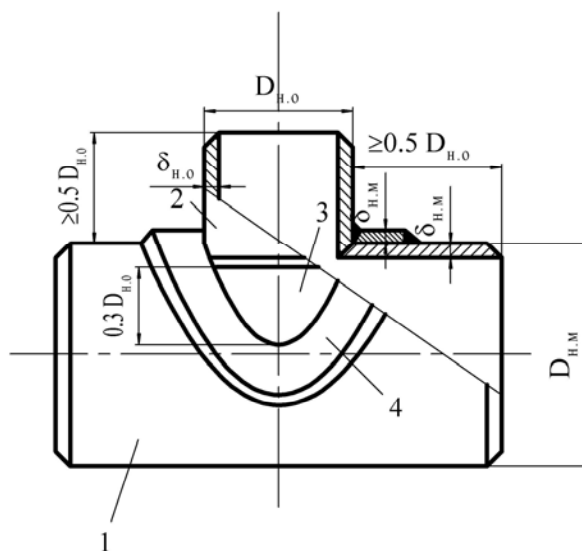


Рис.2.18. Тонкостенный сварной тройник, усиленный накладками:
1 – магистральный трубопровод; 2 – отвод;
3 – усиливающие накладки; 4 – воротник

Ширина накладки усиленного тройника на магистрали и на ответвлении должна быть не менее $0,4D_{н.о}$, а толщина накладок приниматься равной толщине стенки усиливаемого элемента. Для тройников с отношением диаметра ответвления $D_{н.о}$ к наружному основной трубы (магистрали) $D_{н.м}$ менее 0,2 накладки не предусматриваются, а с отношением менее 0,5 накладки не предусматриваются на ответвлении.

Расчетную толщину стенки магистрали тройника δ_m можно определить по формуле:

$$\delta_m = \frac{n_p \cdot p D_{н.м}}{2(R_{1м} + n_p p)} \cdot \eta_T, \quad (2.127)$$

где $R_{1м}$ - расчетное сопротивление стали магистрали; η_T - коэффициент несущей способности тройника, принимаемый по графику (рис.2.19).

Расчетная толщина стенки ответвления δ_o определяется по формуле:

$$\delta_o = \delta_m \frac{R_{1м}}{R_{1о}} \cdot \frac{D_{н.о}}{D_{н.м}}, \quad (2.128)$$

где $R_{1о}$ - расчетное сопротивление стали отвода.

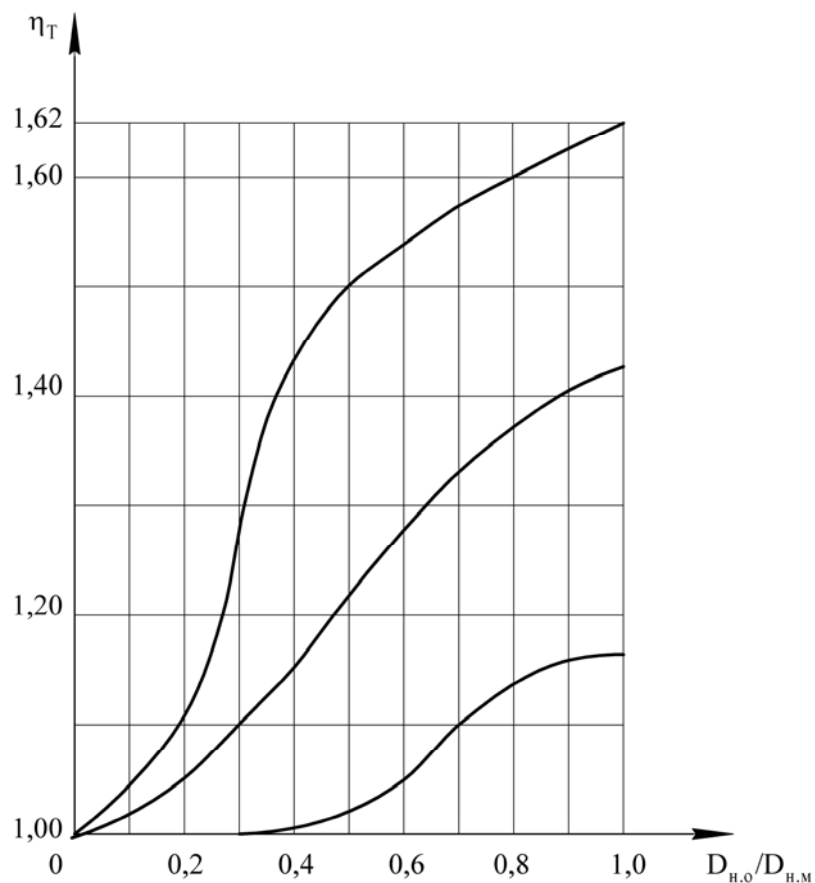


Рис.2.19. График для определения несущей способности тройников η_T :
1 – для сварных без усиливающих накладок; 2 – для штампованных и штампосварных; 3 – для тройников с усиливающими накладками

Определенные по формулам (2.127) и (2.128) значения δ_m и δ_o округляются в большую сторону до ближайших номинальных значений $\delta_{н.м}$ и $\delta_{н.о}$, но не менее 4 мм.

2.5.3. Расчет переходников

По способу изготовления различают следующие типы переходников: конические, концентрические штампованные и штампосварные. Длина переходников должна удовлетворять условию:

$$\ell = \frac{(D_n - d_n)}{2} \cdot \frac{1}{\operatorname{tg} \gamma} + 2a, \quad (2.129)$$

где D_n, d_n - наружные диаметры концов переходника; γ - угол наклона образующей переходника, принимаемый менее 12° ; a - длина цилиндрической части на концах переходника, равная от 50 до 100 мм.

Толщину стенки переходников $\delta_{пер}$ следует рассчитывать по большему диаметру:

$$\delta_{пер} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_n}{2(R_{1пер} + n_p p)} \cdot \eta_{пер} , \quad (2.130)$$

где D_n - наружный диаметр большого трубопровода; $R_{1пер}$ - расчетное сопротивление стали переходника; $\eta_{пер}$ - коэффициент несущей способности переходника, равный 1,0.

Затем значение $\delta_{пер}$ округляется в большую сторону до ближайшего номинального $\delta_{н.пер}$.

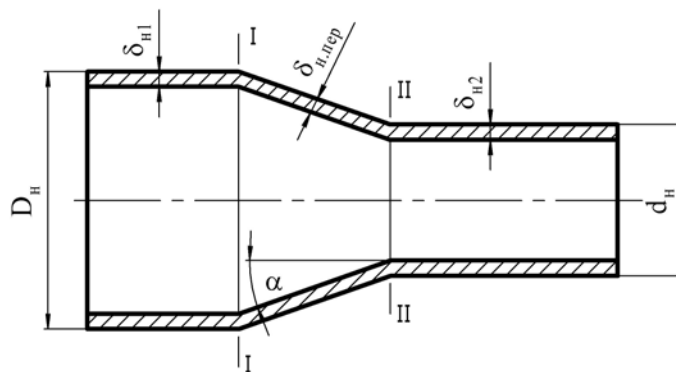


Рис.2.20. Конический переходник

Наиболее напряженными сечениями таких переходников являются I и II (рис.2.20). В сечении I кольцевые напряжения:

- в конусе

$$\sigma_{кц.к} = -C_1 + \frac{pD_n}{2\delta_{н1}m_1 \cos \alpha} \mp 0,55C_3 ; \quad (2.131)$$

- в цилиндре

$$\sigma_{кц.к} = -C_2 + \frac{pD_n}{2\delta_{н1}} \mp 0,55C_3 . \quad (2.132)$$

В сечении II соответственно:

$$\sigma_{кц.к} = C_1 + \frac{pd_n}{2\delta_{н2}m_2 \cos \alpha} \pm 0,55C_3 ; \quad (2.133)$$

$$\sigma_{кц.к} = C_2 + \frac{pd_n}{2\delta_{н2}} \pm 0,55m_2^2 C_3 . \quad (2.134)$$

В сечении I продольные напряжения:

- в конусе

$$\sigma_{np.k} = \pm 1,82C_3 + \frac{pD_n}{4\delta_{n1}m_1 \cos \alpha} ; \quad (2.135)$$

- в цилиндре

$$\sigma_{np.ц} = \pm 1,82m_1^2C_3 + \frac{pD_n}{4\delta_{n1}} . \quad (2.136)$$

В сечении II соответственно:

$$\sigma_{np.k} = \pm 1,82C_3 + \frac{pd_n}{4\delta_{n2}m_2 \cos \alpha} ; \quad (2.137)$$

$$\sigma_{np.ц} = \pm 1,82m_2^2C + \frac{pd_n}{4\delta_{n2}} . \quad (2.138)$$

При выводе указанных формул принято, что сечения I и II расположены друг от друга на расстоянии, превышающем величину $\sqrt{2D_n\delta_{n.пер}/\cos \alpha}$ и не испытывают взаимного влияния. Коэффициенты m представляют собой отношение толщин:

$$m_1 = \delta_{n.пер} / \delta_{n1} , \quad (2.139)$$

$$m_2 = \delta_{n.пер} / \delta_{n2} , \quad (2.140)$$

Константы определяются по формулам:

$$C_1 = \frac{1}{C_4} \left[C_5 \left(\sqrt{m \cos \alpha} + \frac{1}{m^2} \right) - C_6 \left(2\sqrt{m \cos \alpha} + 1 + \frac{1}{m} \right) \right] ; \quad (2.141)$$

$$C_2 = \frac{1}{C_4} \left[C_5 \left(\sqrt{m \cos \alpha} + \frac{1}{m^2} \right) - C_6 \left(m^2 + 1 + \frac{1}{\sqrt{m \cos \alpha}} \right) \right] ; \quad (2.142)$$

$$C_3 = \frac{1}{m^2 C_4} \left[C_5 (\sqrt{\cos \alpha} + 1) + C_6 (m^2 - 1) \right] ; \quad (2.143)$$

$$C_4 = m^2 + \frac{1}{m^2} + 2 \left(\sqrt{m \cos \alpha} + 1 + \frac{1}{\sqrt{m \cos \alpha}} \right) . \quad (2.144)$$

Причем при расчете напряжений в сечении I коэффициент m принимается равным m_1 , в сечении II коэффициент m принимается равным m_2 .

Для сечения I :

$$C_5 = 1,82 \frac{\sqrt{D_H}}{\delta_{H1}^{1,5}} \left[\frac{pD_H}{4} + \frac{N}{\pi D_H} + \frac{4M}{\pi D_H^2} \right] \operatorname{tg} \alpha ; \quad (2.145)$$

$$C_6 = 0,85 \frac{pD_H}{2\delta_{H1}} \left(1 - \frac{1}{m_1 \cos \alpha} \right) . \quad (2.146)$$

Для сечения II:

$$C_5 = 1,82 \frac{\sqrt{d_H}}{\delta_{H2}^{1,5}} \left[\frac{pd_H}{4} + \frac{N}{\pi d_H} + \frac{4M}{\pi d_H^2} \right] \operatorname{tg} \alpha ; \quad (2.147)$$

$$C_6 = -0,85 \frac{pD_H}{2\delta_{H2}} \left(1 - \frac{1}{m_1 \cos \alpha} \right) . \quad (2.148)$$

Здесь N – продольная растягивающая сила, обусловленная внешними воздействиями и внутренним давлением; M – изгибающий момент, действующий на конический переход.

2.5.4. Расчет днищ

Днища (заглушки) имеют эллиптическую или близкую к ней форму. Рекомендуемые размеры:

- общая высота $H \geq 0,4D_H$;
- высота цилиндрической части $0,4D_H$;
- радиус эллиптической части $R \geq D_H$;
- радиус перехода цилиндрической части в эллиптическую $r > D_H$, где D_H – наружный диаметр трубопровода.

Расчетная толщина стенки $\delta_{дн}$ определяется из условия прочности самой напряженной цилиндрической части днища:

$$\delta_{дн} = \frac{n_p p D_H}{2(R_{1Д} + n_p p)} , \quad (2.149)$$

где $R_{1Д}$ - расчетное сопротивление стали, из которой изготовлено днище.

Меридиональные σ_m и кольцевые $\sigma_{кц.н}$ напряжения в эллиптической части днища от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления определяются по формулам:

$$\sigma_m^H = pD_{вн} / 4\delta_{дн} ; \quad (2.150)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{4\delta_{дн} \left(2 - \frac{D_{вн}^2}{4H^2} \right)} . \quad (2.151)$$

2.6. Расчет радиусов упругого изгиба на криволинейных участках трассы

Магистральный трубопровод любого диаметра и назначения имеет криволинейные участки в горизонтальной и вертикальной плоскостях, что обуславливается необходимостью обхода различных препятствий, рельефом местности и наличием различных переходов через естественные и искусственные препятствия. Повороты могут осуществляться при помощи упругого (свободного) изгиба, а также при помощи сварки кривых труб, изготовленных в холодном состоянии на трубогибочных станках, или крутоизогнутых вставок, изготовленных методом горячей штамповки или сваренных из отдельных сегментов.

2.6.1. Горизонтальный поворот

Поворот трубопровода в горизонтальной плоскости характеризуется следующими параметрами (рис.2.21):

- $\rho_{гор}$ - радиус поворота;
- α - угол поворота – угол между новым направлением трассы и продолжением старого направления;
- T – тангенс

$$T = \rho_{гор} \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} ; \quad (2.152)$$

- B – биссектриса кривой

$$B = \rho_{гор} \left(\frac{1}{\cos \frac{\alpha}{2}} - 1 \right) ; \quad (2.153)$$

• K – длина кривой

$$K = \rho_{гор} \frac{\pi \alpha}{180} . \quad (2.154)$$

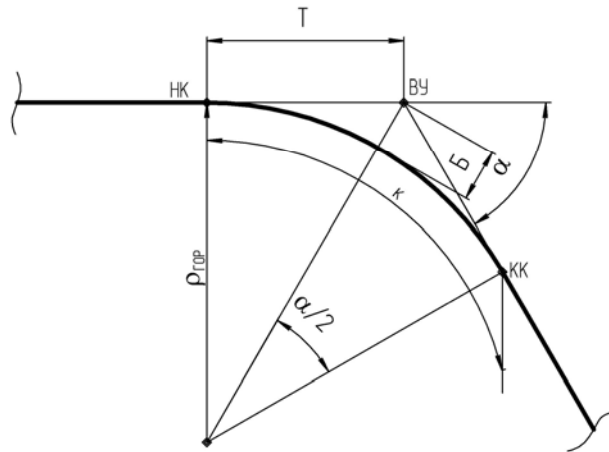


Рис.2.21. Параметры горизонтального поворота:
НК – начало кривой; КК – конец кривой; ВУ – вершина угла

Поворот в горизонтальной плоскости образуется путем приложения к будущему криволинейному участку некоторой монтажной нагрузки P , при этом изгибаемый участок трубопровода длиной ℓ представляет собой консоль, нагруженную на конце сосредоточенной силой P , создаваемой, например, трубоукладчиком (рис.2.22). Изогнутая ось консоли имеет форму параболы с переменным по длине радиусом кривизны, минимальное значение которого имеет место в точке условного заземления трубопровода.

Радиус упругого изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости из условия прочности определится выражением:

$$\rho_{гор} \geq \frac{3ED_n}{4\sigma_u} , \quad (2.155)$$

где σ_u - максимально допустимые напряжения изгиба, определяемые как

$$\sigma_u \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2 - \left| \mu \sigma_{кн}^n - \alpha_t E \Delta t \right| , \quad (2.156)$$

имея ввиду, что при положительном значении величины $\mu\sigma_{кц} - \alpha_t E\Delta t$ коэффициент Ψ_3 принимается равным единице, а при отрицательном рассчитывается по формуле (2.50).

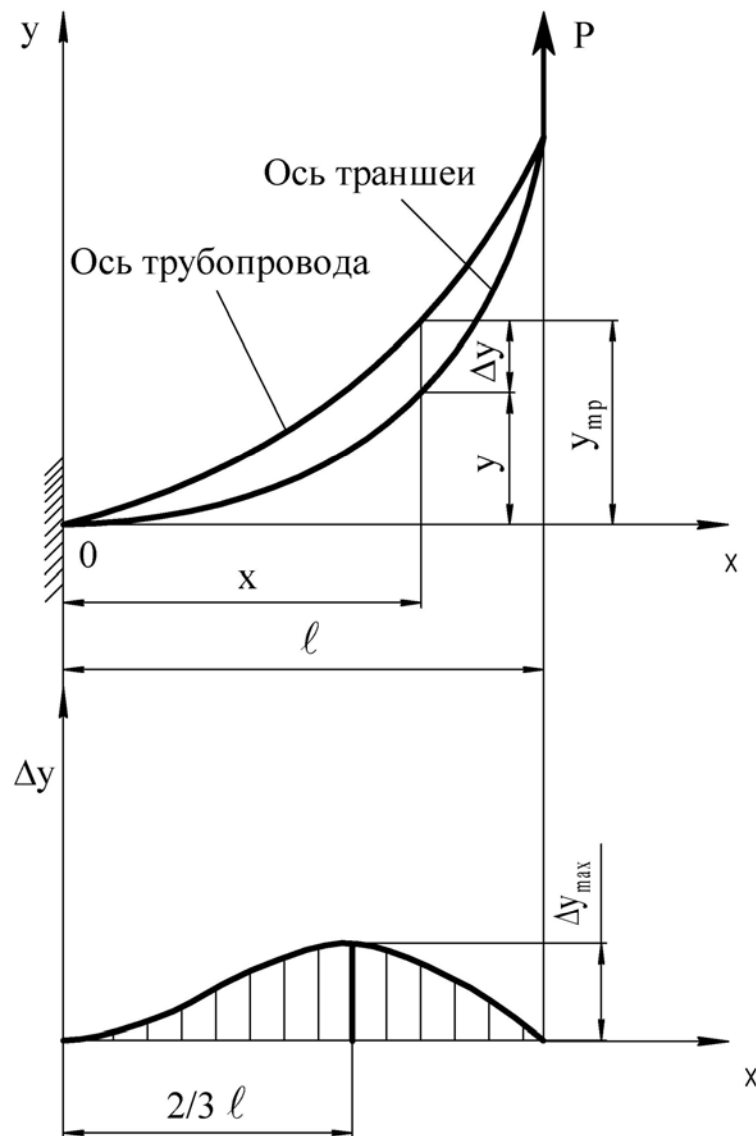


Рис.2.22. Расчетная схема горизонтального поворота

Усилие, необходимое для изгиба трубопровода, равно:

$$P = \frac{3EI(\rho_{гор} - \sqrt{\rho_{гор}^2 - \ell^2})}{\ell^3} . \quad (2.157)$$

Траншея при горизонтальном повороте отрывается по дуге окружности, характеризуемой уравнением:

$$x^2 + (\rho_{гор} - y)^2 = \rho_{гор}^2 . \quad (2.158)$$

Получаемое несоответствие между изогнутой осью трубопровода и осью траншеи должно удовлетворять условию вписываемости трубы в траншею. Как показывают расчеты, наибольшее расхождение осей трубопровода и траншеи достигается в точке $x = \frac{2}{3} \ell$:

$$\Delta y_{max} = y_{mp} - y = \frac{14}{81} \cdot \frac{P \ell^3}{EI} - \left(\rho_{zop} - \sqrt{\rho_{zop}^2 - \frac{4}{9} \ell^2} \right), \quad (2.159)$$

и не должно превышать допустимого значения

$$\Delta y_{max} \leq [\Delta y] = (B - D_{н.и}) / 2, \quad (2.160)$$

где B – ширина траншеи по дну; $D_{н.и}$ – диаметр заизолированного трубопровода; P – усилие, необходимое для изгиба трубопровода, определяемое по формуле (2.157).

Если трубопровод не вписывается в траншею, т.е. не выполняется условие (2.160), следует увеличить ширину траншеи по дну B или уменьшить длину изгибаемого участка ℓ , осуществляя требуемый поворот изгибом нескольких участков меньшей длины.

2.6.2. Вертикальный поворот

Различают вертикальный поворот на вогнутом рельефе местности (рис. 2.23) и вертикальный поворот на выпуклом рельефе местности (рис. 2.24).

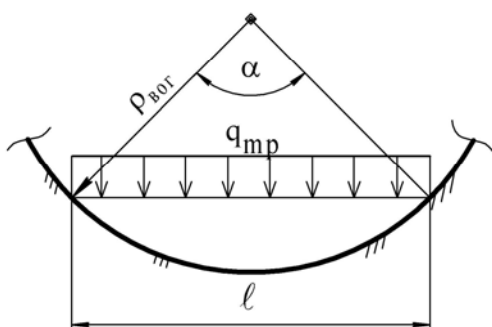


Рис.2.23. Расчетная схема вертикального поворота на вогнутом рельефе

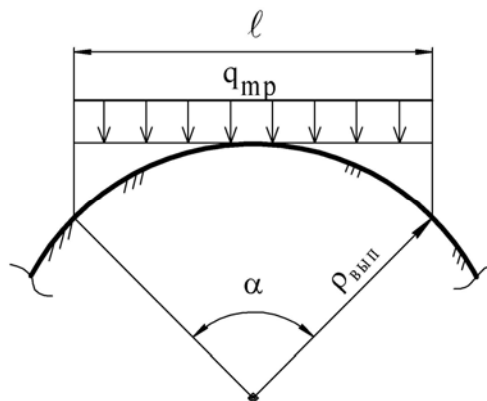


Рис.2.24. Расчетная схема вертикального поворота на выпуклом рельефе

Радиусы поворотов трубопровода в вертикальной плоскости определяются из двух условий: условия прочности и условия прилегания трубопровода ко дну траншеи под действием собственного веса. Поскольку ось трубопровода, изогнутого под действием собственного веса, представляет параболу, а профи дна траншеи – дугу окружности, зависимости, предложенные ниже, составлены с учетом того, что в точке наибольшей кривизны трубопровода радиус упругого изгиба был больше или равен величине, определяемой по табл.2.10.

На вогнутом рельефе местности радиус $\rho_{\text{вог}}$ из условия прочности определяется по формуле:

$$\rho_{\text{вог}} \geq 3ED_n / 5\sigma_u , \quad (2.161)$$

из условия прилегания ко дну траншеи – по формуле:

$$\rho_{\text{вог}} = \sqrt[3]{\frac{384EI \left(1 - \cos \frac{\alpha}{2}\right)}{5q_{\text{тр}}\alpha^4}} , \quad (2.162)$$

где α - угол поворота трассы в радианах; $q_{\text{тр}}$ – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода, $q_{\text{тр}} = q_m + q_{\text{из}}$.

На выпуклом рельефе местности радиус $\rho_{\text{вып}}$ из условия прочности

$$\rho_{\text{вып}} \geq ED_n / 2\sigma_u , \quad (2.163)$$

из условия прилегания ко дну траншеи – по формуле:

$$\rho_{\text{вып}} = \sqrt[3]{\frac{8EI}{q_{\text{тр}}\alpha^2}} . \quad (2.164)$$

2.7. Примеры расчетов

Пример 2.1. Определить толщину стенки трубы для участка газопровода Оренбург-Уфа при следующих *исходных данных*: $D_n = 1020$ мм; $p = 7,4$ МПа; $t_g = +19$ °С; тип прокладки – подземная.

Решение

1. По табл. 1.1 участок газопровода относится к IV категории, по табл. 1.2 для IV категории $m = 0,90$. По сортаменту (см. приложение Г) для газопровода выбираем трубы, выпускаемые Выксунским металлургическим заводом из стали марки 10Г2ФБЮ с $\sigma_s = R_1^H = 589$ МПа и $\sigma_m = R_2^H = 461$ МПа, $k_1 = 1,34$, $k_n = 1$ (табл. 2.6).

2. Расчетное сопротивление металла труб по формуле (2.34)

$$R_1 = \frac{589 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 395,6 \text{ МПа.}$$

3. Толщина стенки газопровода по формуле (2.36) с коэффициентом надежности по нагрузке от внутреннего давления $n_p = 1,1$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,02}{2(395,6 + 1,1 \cdot 7,4)} = 0,01028 \text{ м.}$$

4. Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равного $\delta_n = 0,0103$ м, $D_{6n} = 1020 - 2 \cdot 10,3 = 999,4$ мм. По СНиП 2.01.07-85*, [112] находим для района прокладки трубопровода $t_I = -15$ °С; $t_{VIII} = +20$ °С; $\Delta_I = 20$ °С; $\Delta_{VIII} = 6$ °С. Нормативные значения температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года: $t_n^x = -15 - 20 = 35$ °С, $t_n^m = +20 + 6 + 26$ °С, а расчетные значения $t^x = -35 - 6 + -41$ °С; $t^m = +26 + 3 = +29$ °С.

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года $\Delta t^x = +19 - (-41) = +60$ °С, а при замыкании в теплое время года $\Delta t^m = +19 - (+29) = -10$ °С.

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение $\Delta t = +60$ °С.

5. Продольные напряжения по формуле (2.40)

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 60 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 0,9994}{2 \cdot 0,0103} = -32,7 \text{ МПа.}$$

6. Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить по формуле (2.39) коэффициент Ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-32,7|}{395,6} \right)^2} - 0,5 \frac{|-32,7|}{395,6} = 0,956 \text{ .}$$

7. По формуле (2.38) пересчитываем значение толщины стенки газопровода

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,02}{2(0,956 \cdot 395,6 + 1,1 \cdot 7,4)} = 0,0107 \text{ м .}$$

8. Большее ближайшее значение толщины стенки по сортаменту равно 10,8 мм. Если мы примем эту толщину стенки трубы, то значение продольных осевых напряжений:

$$\sigma_{np.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 60 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 0,9984}{2 \cdot 0,0108} = -38,2 \text{ МПа .}$$

Тогда

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-38,2|}{395,6} \right)^2} - 0,5 \frac{|38,2|}{395,6} = 0,947 \text{ ;}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,02}{2(0,947 \cdot 395,6 + 1,1 \cdot 7,4)} = 0,0108 \text{ м} = 10,8 \text{ мм .}$$

Принятая толщина стенки удовлетворяет условиям.

$$D_n / 140 = 1,02 / 140 + 0,0073 < 0,0108, \\ 0,004 < 0,0108.$$

Очевидно, что $\delta_n = 10,8$ мм можно принять за окончательный результат.

Пример 2.2. Проверить на прочность и по деформациям трубопровод, рассчитанный в предыдущем примере.

Исходные данные: $D_n = 1020$ мм; $D_{вн} = 998,4$ мм; $\delta_n = 10,8$ мм; $R_1 = 395,6$ МПа; $R_2^H = 461$ МПа; $p = 7,4$ МПа; $\Delta t^x = 60$ °C; $\Delta t^T = -10$ °C; $\sigma_{npN} = -38,2$ МПа; $m = 0,9$; $\rho_{min} = 1000$ м.

Решение

1. Значение кольцевых напряжений $\sigma_{\kappa\zeta}$ по формуле (2.9)

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 0,9984}{2 \cdot 0,0108} = 376 \text{ МПа.}$$

2. Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы Ψ_2 по формуле (2.45)

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{376}{395,6} \right)^2} - 0,5 \frac{376}{395,6} = 0,093.$$

3. Проверяем прочность трубопровода в продольном направлении по условию (2.44)

$$|-38,2| \leq 0,093 \cdot 395,6$$

$38,2 > 36,8$ МПа, т.е. условие не выполняется.

Увеличиваем толщину стенки трубы до ближайшего большего значения по сортаменту (приложение Г), приняв $\delta_n = 12,3$ мм $= 0,0123$ м, при этом внутренний диаметр трубы будет равен

$$D_{вн} = 1020 - 2 \cdot 12,3 = 995,4 \text{ мм.}$$

4. Напряжения $\sigma_{\kappa\zeta}$ по формуле (2.9)

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 0,9954}{2 \cdot 0,0123} = 329,4 \text{ МПа.}$$

5. Коэффициент Ψ_2 по формуле (2.45)

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{329,4}{395,6} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{329,4}{395,6} = 0,2765.$$

6. Продольные напряжения σ_{npN} по формуле (2.40)

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 60 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 0,9954}{2 \cdot 0,0123} = -52,4 \text{ МПа.}$$

7. Проверяем условие (2.44)

$$|-52,4| \leq 0,2765 \cdot 395,5$$

52,4 < 109,4 МПа, т.е. условие выполняется.

8. Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения $\sigma_{кц}^H$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле (2.51)

$$\sigma_{кц}^H = \frac{7,4 \cdot 0,9954}{2 \cdot 0,0123} = 299,4 \text{ МПа.}$$

9. Проверяем условие (2.47)

$$299,4 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 461$$

299,4 < 461 МПа, т.е. условие выполняется.

10. Коэффициент Ψ_3 по формуле (2.50)

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{299,4}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 461} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{299,4}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 461} = 0,5027.$$

11. Определяем значение продольных напряжений σ_{np}^H по формуле (2.48)

- для положительного температурного перепада

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 299,4 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 60 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1000} = -168,5 \text{ МПа.}$$

- для отрицательного температурного перепада

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 299,4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 10 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1000} = 221,1 \text{ МПа.}$$

12. Выполнение условия (2.46) проверяем дважды:

- для положительного температурного перепада

$$|-168,5| \leq 0,5027 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 461$$

168,5 < 231,7 МПа, т.е. условие выполняется;

- для отрицательного температурного перепада

$$222,1 \leq 0,5027 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 461$$

$222,1 < 231,7$ МПа, т.е. условие выполняется.

Таким образом, окончательно с учетом всех проверок принимаем трубу $D_n \times \delta = 1020 \times 12,3$ мм.

Пример 2.3. Проверить общую устойчивость в продольном направлении прямолинейных и упругоизогнутых участков подземного газопровода 1У категории.

Исходные данные: $D_n = 1,02$ м; $D_{вн} = 0,9954$ м; $\delta_n = 12,3$ мм; $p = 7,4$ МПа; $\Delta t = 60$ °С; $\sigma_{кц} + 329,4$ МПа; $\rho = 1000$ м; $h_o = 1,0$ м; грунт – песок; $\gamma_{cp} = 16$ кН/м³; $\varphi_{cp} = 36$ °; $c_{cp} = 0$; $k_o = 2$ МН/м³; $\gamma_m = 78,5$ кН/м³; изоляционное покрытие «Поликен 980-25», однослойное, $\rho_{u.n} = 1046$ кг/м³; $\delta_{u.n} = 0,635$ мм; обертка «Поликен 955-25», однослойная, $\rho_{об} = 1028$ кг/м³; $\delta_{об} = 0,635$ мм; $k_{из} = 1,09$; $n_{с.в} = 0,95$.

Решение

1. Площадь поперечного сечения металла трубы

$$F = \frac{\pi}{4} (1,02^2 - 0,9954^2) = 0,039 \text{ м}^2.$$

2. Эквивалентное продольное усилие по формуле (2.61)

$$S = (0,2 \cdot 329,4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 60) \cdot 0,039 = 8,466 \text{ МН}.$$

3. Осевой момент инерции поперечного сечения трубы

$$I = \frac{\pi}{64} (1,02^4 - 0,9954^4) = 4,94 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

4. Нагрузка от собственного веса трубопровода:

- нормативная $q_m^H = 78500 \cdot 0,039 = 3061,5 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$;

- расчетная $q_m = 0,95 \cdot 3061,5 = 2908,4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$.

5. Нагрузка от веса изоляционного покрытия:

- нормативная

$$q_{uz}^H = 1.09 \cdot \pi \cdot 1.02 \cdot 0.635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9.8 + 1.09 \cdot \pi \cdot 1.02 \cdot 0.635 \cdot 10^{-3} \times \\ \times 1028 \cdot 9.8 = 45 \frac{\text{Н}}{\text{м}} ;$$

- расчетная $q_{uz} = 0.95 \cdot 45 = 43 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$.

6. Нагрузка от веса, транспортируемого продукта:

- нормативная по (2.13) $q_{np}^H = 10^{-2} \cdot 7.4 \cdot 1.02^2 = 770 \frac{\text{Н}}{\text{м}} ;$
- расчетная $q_{np} = 0.95 \cdot 770 = 731.4 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$.

7. Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом по формуле (2.66)

$$q_{mp} = 2908.4 + 43 + 731.4 = 3683 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

8. Среднее удельное давление на трубопровод по формуле (2.65)

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot 0.8 \cdot 16000 \cdot 1.02 \left[\left(1.0 + \frac{1.02}{8} \right) + \left(1.0 + \frac{1.02}{2} \right) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) \right] + 3683}{\pi \cdot 1.02} = \\ = 13531.5 \text{ Па}.$$

9. Предельные касательные напряжения по формуле (2.64)

$$\tau_{np} = 13531.5 \cdot \text{tg} 36^\circ + 0 = 9831 \text{ Па} = 9.831 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}.$$

10. Сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода по формуле (2.63)

$$p_o = \pi \cdot 1.02 \cdot 9.831 \cdot 10^{-3} = 31.5 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

11. Сопротивление вертикальным перемещениям по формуле (2.67)

$$q_{\theta} = 0.8 \cdot 16000 \cdot 1.02 \cdot \left(1.0 + \frac{1.02}{2} - \frac{\pi \cdot 1.02}{8} \right) + 3683 = 18175 \text{ Н/м} = 18.175 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

12. Критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае жесткопластичной связи его с грунтом по формуле (2.62)

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{(31,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (18,175 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (0,039)^2 \cdot (2,1 \cdot 10^5)^5 \cdot (4,94 \cdot 10^{-3})^3} = 17,37 \text{ МН.}$$

13. Проверяем выполнение условия (2.60)

$$8,466 \leq 0,9 \cdot 17,37; \quad 8,466 \text{ МН} < 15,633 \text{ МН}$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода при заданных параметрах обеспечивается.

14. Проверим выполнение условия (2.60) в случае упругой связи прямолинейного трубопровода с грунтом, для чего рассчитаем критическую продольную силу по формуле (2.91)

$$N_{кр} = 2\sqrt{2 \cdot 1,02 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3}} = 92 \text{ МН.}$$

$$8,466 \leq 0,9 \cdot 92 \quad 8,466 \text{ МН} < 82,8 \text{ МН.}$$

Как видим, условие устойчивости также выполняется.

15. Расчетная длина волны выпучивания по формуле (2.92)

$$\lambda_{кр} = 2\pi\sqrt[4]{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3} / 2 \cdot 1,02} = 29,8 \text{ м.}$$

16. Для оценки устойчивости упругоизогнутого участка трубопровода определим параметры θ и Z по формулам (2.70) и (2.71)

$$\theta = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{18,175 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3}}}}} = 0,0385.$$

$$Z = \frac{\sqrt{\frac{31,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,039}{18,175 \cdot 10^{-3} \cdot 4,94 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{17,175 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3}}}}} = 142,4.$$

а затем, используя номограмму (см. рис.2.7), найдем $\beta=19,5$.

17. Критическое усилие по формуле (2.68)

$$N_{кр} = 19,5 \cdot \sqrt[3]{(18,175 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3}} = 13,645 \text{ МН.}$$

18. Проверяем условие (2.60)

$$8,466 \leq 0,9 \cdot 13,645 \quad 8,466 \text{ МН} < 12,281 \text{ МН},$$

т.е. условие устойчивости выполняется.

19. Критическое усилие по формуле (2.69)

$$N_{кр} = 0,375 \cdot 18,175 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 = 6,816 \text{ МН}.$$

20. Проверяем условие (2.60)

$$8,466 \leq 0,9 \cdot 6,816 ; \quad 8,466 \text{ МН} > 6,134 \text{ МН},$$

т.е. условие устойчивости не выполняется.

Для того, чтобы обеспечить устойчивость трубопровода, следует либо увеличить q_s (например, увеличив глубину заложения трубопровода), либо принять больший радиус упругого изгиба трубопровода.

Например, при $\rho = 1400 \text{ м}$

$$N_{кр} = 0,375 \cdot 18,175 \cdot 10^{-3} \cdot 1400 = 9,542 \text{ МН}$$

Условие устойчивости

$$8,466 \leq 0,9 \cdot 9,542 \quad 8,466 \text{ МН} < 8,588 \text{ МН},$$

т.е. условие устойчивости выполняется.

Пример 2.4. Проверить устойчивость прямолинейного участка газопровода III категории, уложенного в песчаной насыпи на болоте II типа.

Исходные данные: $D_n = 1,02 \text{ м}$; $\delta_n = 12,3 \text{ мм}$; $F = 0,039 \text{ м}^2$; $I = 4,9410^{-3} \text{ м}^4$; $q_{тр} = 3683 \text{ Н/м}$; $p = 7,4 \text{ МПа}$; $\Delta t = 60 \text{ }^\circ\text{C}$; $S = 8,466 \text{ МН}$; $\gamma_{zp} = 16 \text{ кН/м}^3$; $\varphi_{zp} = 36 \text{ }^\circ\text{C}$; $c_{zp} = 0$; размеры насыпи по рекомендациям табл. 2.13: $h_o = 1 \text{ м}$; $h_1 = D_n = 1,02 \text{ м}$; $H = 2,2 \text{ м}$; $v = 0,85 \text{ м}$; откос $1:m = 1:1,25$; $\alpha_n = 39^\circ$.

Решение

1. Размер h_2 по формуле (2.76)

$$h_2 = 1,02 - (0,85 + 1 \cdot \text{ctg } 39^\circ - 0,5 \cdot 1,02) \text{tg} \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) = 0,21 \text{ м}.$$

2. Среднее давление грунта насыпи на уровне верхней образующей трубопровода по формуле (2.77)

$$p_{zp} = 0,8 \cdot 16000 \cdot \frac{1(0,85 + 0,5 \cdot 1 \cdot \text{ctg } 39^\circ)}{0,85 + 1 \cdot \text{ctg } 39^\circ} = 8990 \text{ Па} = 8,99 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}.$$

3. Пассивное сопротивление грунта по формуле (2.74)

$$E_1 = \frac{0,8 \cdot 16000(1,02^2 - 0,21^2)}{2} \text{tg} \left(45^\circ + \frac{36^\circ}{2} \right) + 8990 \cdot 1,02 \cdot \text{tg} \left(45^\circ + \frac{36^\circ}{2} \right) =$$

$$= 59882 \text{ Н/м} = 59,88 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

4. Активное сопротивление грунта по формуле (2.79)

$$E_{акт} = \frac{0,8 \cdot 16000 \cdot 1,02^2}{2} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) + 8990 \cdot 1,02 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) =$$

$$= 4109 \text{ Н/м} = 4,109 \cdot 10^3 \text{ МН/м}.$$

5. Сила трения трубы о грунт по формуле (2.75)

$$E_2 = 3683 \cdot \operatorname{tg} 36^\circ = 2676 \text{ Н/м} = 2,676 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

6. Сопротивление горизонтальным поперечным перемещениям трубопровода

$$q_{гор} = E_1 - E_{акт} + E_2 = 59,68 \cdot 10^{-3} - 4,109 \cdot 10^{-3} + 2,676 \cdot 10^{-3} = 58,447 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

7. Предельные касательные напряжения по формуле (2.64)

$$\tau_{np} = 8990 \cdot \operatorname{tg} 36^\circ + 0 = 6532 \text{ Па} = 6,532 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}.$$

8. Сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода по формуле (2.63)

$$p_o = \pi \cdot 1,02 \cdot 6,532 \cdot 10^{-3} = 20,93 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

9. Критическое усилие по формуле (2.72)

$$N_{кр} = 3,97 \sqrt[11]{(20,93 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (58,447 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (0,039)^2 \cdot (2,1 \cdot 10^5)^5 \cdot (4,94 \cdot 10^{-3})^3} =$$

$$= 23,94 \text{ МН}.$$

10. Проверяем условие (2.60)

$$8,466 < 0,9 \cdot 23,94 \quad 8,466 \text{ МН} < 21,546 \text{ МН},$$

т.е. условие выполняется, следовательно, устойчивость наземного трубопровода при заданных размерах насыпи обеспечивается.

Пример 2.5. Проверить устойчивость трубопровода в насыпи с размерами, приведенными в предыдущем примере, на участке поворота в горизонтальной с $\rho = 1400 \text{ м}$; $f_{mp} = 0,3$.

Решение

1. Половина ширины насыпи понизу по формуле (2.82)

$$a = 0,85 + \frac{2,2}{\operatorname{tg} 39^\circ} = 3,57 \text{ м.}$$

2. Сопротивление сдвигу по формуле (2.81)

$$q_{\text{сдв}} = 0,8 \cdot 16000 \cdot \operatorname{tg} 36^\circ \cdot 2,2 \frac{(2 \cdot 3,57 - 1,02) + (2 \cdot 0,85 - 1,02)}{4} + \\ + 0,3[3683 + 0,8 \cdot 16000 \cdot 1,02(2,2 - 1,02)] = 40507 \text{ Н/м} = 40,507 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м.}$$

3. Проверяем условие устойчивости (2.80)

$$40,507 \cdot 10^{-3} \geq \frac{1,25 \cdot 8,466}{1400}; \quad 40,507 \cdot 10^3 \text{ МН/м} > 7,559 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м,}$$

условие устойчивости выполняется.

Пример 2.6. Проверить устойчивость трубопровода в насыпи с размерами, рассчитанными в предыдущих примерах, на участке поворота в вертикальной плоскости с $\rho=1400$ м и $\alpha_g = 50^\circ$, $q_g=18,175 \cdot 10^{-3}$ МН/м.

Решение

1. Длина криволинейного участка по формуле (2.87)

$$\ell_{\text{кр}} = 2 \cdot 1400 \cdot \sin \frac{50}{2} = 1183 \text{ м.}$$

2. Стрела изгиба трубопровода в пределах криволинейного участка по формуле (2.88)

$$f = 1400 - \sqrt{1400^2 - \frac{1183^2}{4}} = 131 \text{ м.}$$

3. Проверяем условие (2.84)

$$18,175 \cdot 10^{-3} \geq \frac{2 \cdot 1,25 \cdot 8,466}{1183 \sqrt{1 + \frac{1}{16} \left(\frac{1183}{131} \right)^2}}.$$

$$18,175 \cdot 10^{-3} \text{ МН} > 7,246 \cdot 10^{-3} \text{ МН}.$$

Условие устойчивости трубопровода обеспечивается.

4. Расчетный коэффициент k_α по формуле (2.86)

$$k_\alpha = \sqrt{\sin^2 \frac{50}{2} + \cos^4 \frac{50}{2}} = 0,92.$$

5. Проверяем условие (2.85)

$$18,175 \cdot 10^{-3} \geq \frac{1,25 \cdot 8,466}{0,92 \cdot 1400} ;$$

$$18,175 \cdot 10^{-3} \text{ МН} > 8,216 \cdot 10^{-3} \text{ МН}.$$

Условие выполняется.

Пример 2.7. Определить полное перемещение свободного конца рассматриваемого отрезка трубопровода, построив эпюры распределения перемещений касательных напряжений и продольных усилий по длине трубопровода.

Исходные данные: $D_n = 1,02 \text{ м}$; $\delta_n = 12,3 \text{ мм}$; $F = 0,039 \text{ м}^2$; $\sigma_{кц} = 329,4 \text{ МПа}$; $\Delta t = 60 \text{ }^\circ\text{C}$; $\gamma_{zp} = 16 \text{ кН/м}^3$; $\varphi_{zp} = 36 \text{ }^\circ\text{C}$; $c_{zp} = 0$; $k_u = 8,0 \text{ МН/м}^3$; $h_o = 1 \text{ м}$.

Решение

1. Эквивалентное продольное усилие по формуле (2.96)

$$P = (0,2 \cdot 329,4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 60) \cdot 0,039 = 8,466 \text{ МН}.$$

2. Определяем нагрузку от собственного веса трубопровода с учетом коэффициентов надежности по нагрузке $n_{с.в} = 1,0$ для расчета q_{np} , используя результаты вычислений из примера 2.3.

$$q_m = n_{с.в} q_m^H = 1,1 \cdot 3061,5 = 3368 \text{ Н/м},$$

$$q_{уз} = n_{с.в} q_{уз}^H = 1,1 \cdot 45 = 50 \text{ Н/м},$$

$$q_{np} = n_{с.в} q_{np}^H = 1,0 \cdot 770 = 770 \text{ Н/м},$$

$$q_{mp} = 3368 + 50 + 770 = 4188 \text{ Н/м}.$$

3. Подсчитываем по формуле (2.65) среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубы с грунтом с учетом коэффициента $n_{ep}=1,2$

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot 1,2 \cdot 16000 \cdot 1,02 \left[\left(1,0 + \frac{1,02}{8} \right) + \left(1,0 + \frac{1,02}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) \right] + 4188}{\pi \cdot 1,02} =$$

$$= 19880 \text{ Па} = 19,88 \cdot 10^{-3} \text{ МПа.}$$

4. По формуле (2.49) определяем предельные касательные напряжения

$$\tau_{np} = 19,88 \cdot 10^{-3} \operatorname{tg} 36^\circ + 0 = 14,44 \cdot 10^{-3} \text{ МПа.}$$

5. По формуле (2.63) p_o

$$p_o = \pi \cdot 1,02 \cdot 14,44 \cdot 10^{-3} = 46,28 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м.}$$

6. Параметр β по формуле (2.100)

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi \cdot 1,02 \cdot 8,0}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039}} = 5,6 \cdot 10^{-2} \frac{1}{\text{м}}.$$

7. Предельная величина продольного усилия по формуле (2.107)

$$P_{np} = \frac{14,44 \cdot 10^{-3} \cdot 5,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039}{8,0} = 0,828 \text{ МН.}$$

8. Сопоставив величины усилий P и P_{np}

$$8,466 > 0,828 \text{ МН,}$$

делаем вывод, что данный пример соответствует расчетной схеме (см. рис.2.15), согласно которой рассматриваемый отрезок трубопровода включает участок упругой связи трубы с грунтом и пластичной связи.

9. Длина участка упругой связи по формуле (2.103)

$$\ell_1 = 3,5 / 5,6 \cdot 10^{-2} = 62,5 \text{ м,}$$

соответственно

$$\beta \ell_1 = 3,5; \quad ch \beta \ell_1 = 16,5.$$

10. Определим перемещения, касательные напряжения и продольные усилия в нескольких сечениях участка ℓ_1 , заменив в формулах (2.97), (2.98) и (2.99) P на P_{np} .

При $x=0$, $u(x)=0$, $\tau(x) = 0$

$$P(x) = 0,828 \cdot \frac{1}{16,5} = 0,05 \text{ МН.}$$

При $x=10$ м

$$u(x) = \frac{0,828 \cdot 0,59}{5,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039 \cdot 16,5} = 0,065 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 0,065 \text{ мм};$$

$$\tau(x) = 8,0 \cdot 0,065 \cdot 10^{-3} = 0,52 \cdot 10^{-3} \text{ МПа};$$

$$P(x) = 0,829 \cdot \frac{1,161}{16,5} = 0,058 \text{ МН.}$$

Результаты вычислений для остальных сечений занесены в табл. 2.17.

Таблица 2.17

Результаты вычислений $u(x)$, $\tau(x)$ и $P(x)$ на участке упругой связи трубопровода с грунтом

$x, \text{м}$	βx	Гиперболические функции		Продольные перемещения $u(x)$, мм	Касательные напряжения $\tau(x) \cdot 10^3$, МПа	Продольные усилия $P(x)$, МН
		$sh \beta x$	$ch \beta x$			
0	0	0	1	0	0	0,05*
10	0,56	0,590	1,161	0,065	0,520	0,058
20	1,12	1,369	1,696	0,150	1,200	0,085
30	1,68	2,942	3,108	0,322	2,576	0,155
40	2,24	4,649	4,756	0,509	4,072	0,238
50	2,80	8,192	8,253	0,896	7,168	0,413
60	3,36	14,396	14,433	1,575	12,600	0,722
62,5	3,50	16,5	16,5	1,805	14,440	0,828

*) несовершенство расчетной модели.

11. Длина участка пластичной связи трубопровода с грунтом по формуле (2.110)

$$\ell_2 = \frac{8,466 - 0,828}{46,28 \cdot 10^{-3}} = 165 \text{ м.}$$

Таблица 2.18

Результаты вычислений $u(x)$ и $P(x)$ на участке пластичной связи трубопровода с грунтом

$x, \text{ м}$	Продольные усилия $P(x_n), \text{ МН}$	Продольные перемещения $u(x_n), \text{ мм}$
0	0,828	1,805
40	2,679	10,37
80	4,530	27,98
120	6,382	54,62
160	8,233	90,31
165	8,466	95,5

Примечание: Касательные напряжения постоянны по длине и равны предельным.

12. Продольные усилия и перемещения в нескольких сечениях участка ℓ_2 определяем по формулам (2.111) и (2.112).

При $x_n=0$ $u(x_n)$ определим по формуле (2.104) как при $P=P_{np}$

$$u(x_n) = \frac{0,828}{5,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039} \cdot 5,6 \cdot 10^{-2} \cdot 62,5 = 1,805 \cdot 10^{-3} = 1,805 \text{ мм.}$$

При этом касательные напряжения максимальны и равны предельным: $\tau_{max} = \tau_{np} = 14,44 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$. Продольные усилия в том же сечении $P(x_n)$ равны P_{np} , т.е. $P(x_n) = P_{np} = 0,828 \text{ МН}$.

При $x_n = 40 \text{ м}$

$$P(x_n) = 0,828 + (46,28 \cdot 10^{-3}) \cdot 40 = 2,679 \text{ МН.}$$

$$u(x_n) = \frac{14,44 \cdot 10^{-3}}{8,0} + \frac{0,828 \cdot 40}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039} + \frac{46,28 \cdot 10^{-3} \cdot 40^2}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039} = 10,37 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 10,37 \text{ мм.}$$

Результаты вычислений для остальных сечений занесены в табл. 2.18.

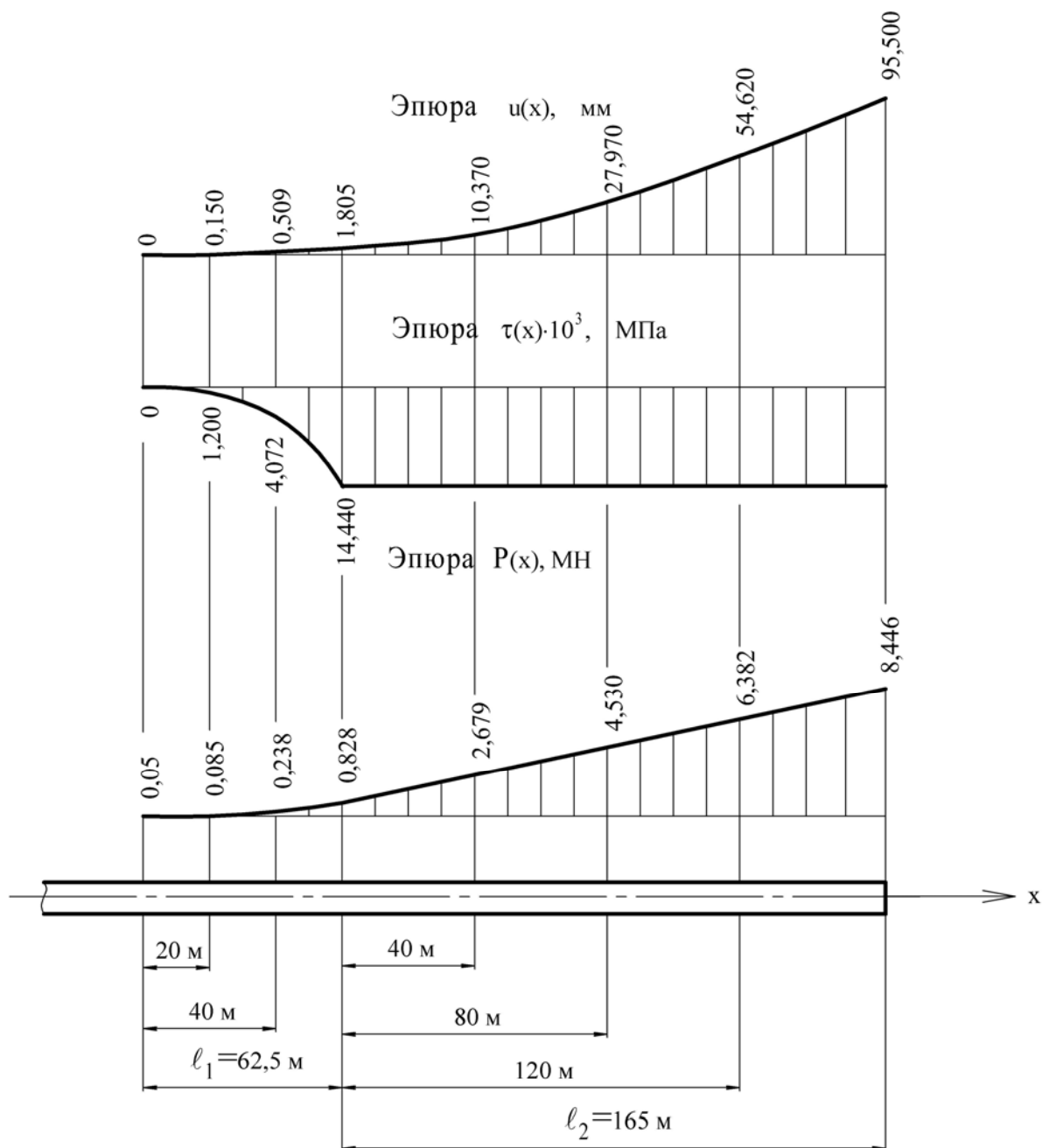


Рис.2.25. Эпюры распределения $u(x)$, $\tau(x)$ и $P(x)$ по длине при упругопластичной связи

13. Полное перемещение свободного конца участка трубопровода вычисляем по формуле (2.114)

$$u = \frac{14,44 \cdot 10^{-3}}{8,0} + \frac{8,466^2 - 0,828^2}{2\pi \cdot 1,02 \cdot 14,44 \cdot 10^{-3} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,039} = 95,5 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 95,5 \text{ мм}.$$

На рис.2.25 изображены эпюры распределения свободных перемещений касательных напряжений и продольных усилий по длине участка трубопровода, рассчитанные в этом примере.

Пример 2.8. Рассчитать отвод от газопровода диаметром $D_n=1,02$ м и давлением $p=7,4$ МПа.

Исходные данные: $D_{n.om}=D_n$, радиус изгиба оси отвода $R=1,5$ м; $R_{l.om}=R_l=395,6$ МПа, коэффициент надежности по нагрузке $n_p=1,1$.

Решение

1. Коэффициент несущей способности отвода по табл. 2.16 при отношении

$$\frac{R}{D_n} = 1,5, \quad \eta_{om} = 1,15.$$

2. Расчетная толщина стенки отвода по формуле (2.125)

$$\delta_{om} = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,02}{2(395,6 + 1,1 \cdot 7,4)} \cdot 1,15 = 0,01182 \text{ м} = 11,82 \text{ мм}.$$

По сортаменту на трубы ближайшая большая толщина $\delta_{n.om} = 12,3$ мм. Соответственно $D_{вн.om} = 1020 - 2 \cdot 12,3 = 995,4$ мм.

3. Кольцевые напряжения по формуле (2.123)

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 0,9954}{2 \cdot 0,0123} = 329,4 \text{ МПа}.$$

4. Максимальные напряжения в отводе по формулам (2.122) и (2.124)

$$\sigma_{max} = 329,4 \cdot \frac{4 \cdot 1,5 - 1,02}{4 \cdot 1,5 - 2 \cdot 1,02} = 414,2 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{max} = 329,4 \cdot 1,15 = 378,8 \text{ МПа}.$$

Пример 2.9. Рассчитать тройник с усиливающими накладками, в котором диаметр магистрали $D_{нм}=1020$ мм, диаметр ответвления $D_{но}=530$ мм, прочностные характеристики стали марки 10Г2ФБЮ для магистрали $R_{l,м}=395,6$ МПа и стали марки 13ГС $R_l^H = 510$ МПа, для отвода.

Решение

1. Расчетное сопротивление металла отвода по формуле (2.34)

$$R_{1o} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 342,5 \text{ МПа} .$$

2. Коэффициент несущей способности тройника $\eta_T = 1,03$ (рис.2.19).
3. Расчетная толщина стенки магистрали согласно формулы (2.127)

$$\delta_m = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,02}{2(395,6 + 1,1 \cdot 7,4)} \cdot 1,03 = 0,01059 \text{ м} = 10,59 \text{ мм}.$$

Принимаем номинальную толщину стенки магистрали тройника

$$\delta_{нм} = 11,3 \text{ мм}.$$

4. Расчетная толщина стенки ответвления в соответствии с формулой (2.128)

$$\delta_o = 0,0113 \cdot \frac{342,5}{395,6} \cdot \frac{0,53}{1,02} = 0,00508 \text{ мм}.$$

Принимаем номинальную толщину стенки ответвления тройника $\delta_{но} = 7 \text{ мм}.$

Пример 2.10. Рассчитать эллиптическую заглушку для трубопровода с наружным диаметром $D_n=1,02$ м. Расчетное сопротивление стали $R_{1Д}=395,67$ МПа, рабочее давление $p=7,4$ МПа, коэффициент надежности по нагрузке $n_p=1,1$, общая высота $H=0,41$ м.

Решение

1. Расчетная толщина стенки заглушки по формуле (2.149)

$$\delta_{\partialн} = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,02}{2(395,6 + 1,1 \cdot 7,4)} = 0,01028 \text{ м} ,$$

округляем до ближайшего номинального значения
 $\delta_{н. \partialн} = 0,0103 \text{ м} = 10,3 \text{ мм}.$

2. Меридиональные и кольцевые напряжения рассчитаем по формулам (2.150) и (2.151)

$$\sigma_M^H = \frac{7,4 \cdot 0,9994}{4 \cdot 0,0103} = 179,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{7,4 \cdot 0,9994}{4 \cdot 0,0103 \left(2 - \frac{0,9994^2}{4 \cdot 0,41^2} \right)} = 348,5 \text{ МПа}.$$

Пример 2.11. Определить радиусы упругого изгиба трубопровода на поворотах в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Исходные данные: $D_n = 1020 \text{ мм}$; $\delta_n = 12,3 \text{ мм}$; $q_{mp} = 3418 \text{ Н/м}$; $I = 4,94 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$; $\sigma_u = 90 \text{ МПа}$; $B = 1,52 \text{ м}$; $\alpha = 1^\circ - 5^\circ$; $\ell = 36 \text{ м} \times 3 = 108 \text{ м}$.

Решение

1. Минимальный радиус упругого изгиба из условия прочности при повороте:

- в горизонтальной плоскости по формуле (2.155)

$$\rho_{гор} \geq \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{4 \cdot 90} = 1785 \text{ м};$$

- в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе местности по формуле (2.161)

$$\rho_{вог} \geq \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{5 \cdot 90} = 1428 \text{ м};$$

- в вертикальной плоскости на выпуклом рельефе местности по формуле (2.163)

$$\rho_{вып} \geq \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 90} = 1190 \text{ м}.$$

2. Усилие, необходимое для изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости, по формуле (2.157)

$$P = \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3} \left(1785 - \sqrt{1785^2 - 108^2} \right)}{108^3} = 8,08 \cdot 10^{-3} \text{ МН}.$$

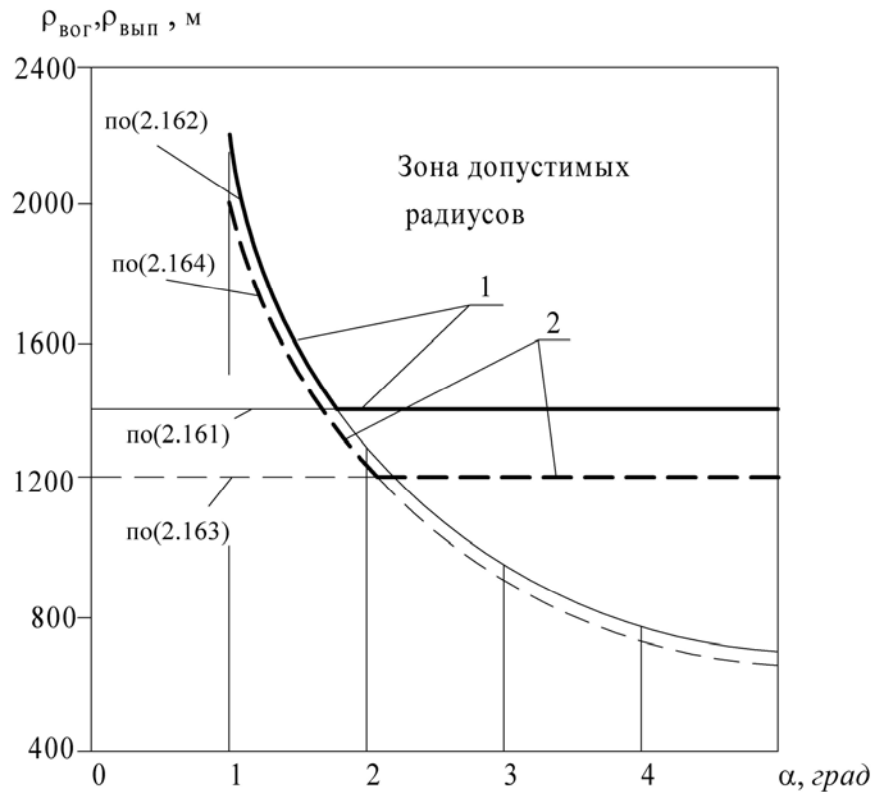


Рис.2.26. График для определения радиусов упругого изгиба трубопровода в вертикальной плоскости:

1 – границы зоны допустимых радиусов на вогнутом рельефе; 2 – границы зоны допустимых радиусов на выпуклом рельефе

3. Наибольшее расхождение осей трубопровода и траншеи по формуле (2.159)

$$\Delta y_{max} = \frac{14}{81} \cdot \frac{8,08 \cdot 10^{-3} \cdot 108^3}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,94 \cdot 10^{-3}} - \left(1785 - \sqrt{1785^2 - \frac{4}{9} \cdot 108^2} \right) = 0,2428 \text{ м.}$$

4. Проверяем условие (2.160)

$$0,2428 \leq [\Delta y] = \frac{1,52 - 1,02}{2} = 0,25 \text{ м.}$$

0,2428 < 0,25 м, следовательно, криволинейный участок на горизонтальном повороте вписывается в траншею.

5. Радиусы поворотов в вертикальной плоскости из условия прилегания трубы ко дну траншеи на вогнутом рельефе местности по формуле (2.162) и на выпуклом рельефе местности по формуле (2.164) следующие:

α , град	1	2	3	4	5
$\rho_{\text{вог}}, \text{М}$	2089	1316	1004	829	714
$\rho_{\text{вып}}, \text{М}$	1998	1260	960	793	683

Как видно, радиусы поворота трубопровода в вертикальной плоскости, полученные из условия прилегания трубопровода ко дну, могут быть в зависимости от угла поворота α больше или меньше радиусов, рассчитанных из условия прочности. В этом случае следует выбрать больший по значению. Для облегчения задачи строятся графики с обозначением зон допустимых радиусов (рис.2.26).

Нормальными называются участки трассы, на которых в период всего строительства сохраняются условия, обеспечивающие использование обычных типовых для линейного строительства, методов работ.

Строительство трубопроводов – сложный комплексный технологический процесс, осуществляемый поточным методом с комплексной механизацией основных работ, выполняемых специализированными организациями. Хотя отдельные работы ведутся по различным технологическим схемам, однако их принципиальная последовательность в основном одинакова. После подготовительных операций и расчистки трассы выполняют сварку трубопровода. Одновременно роют траншеи или устанавливают опоры, подготавливают места для арматуры и оборудования. Сваренный трубопровод изолируют и укладывают в траншею или монтируют на опорах. По мере укладки отдельных участков очищают внутреннюю полость. Затем монтируют арматуру и монтажные узлы, засыпают трубопровод грунтом и проводят испытание.

3.1. Структура организации строительного производства

Каждый магистральный трубопровод представляет собой промышленно-транспортный комплекс, включающий собственно трубопровод (линейно-протяженный объект – линейную часть) и наземные (сосредоточенные) объекты – компрессорные или насосные станции, газораспределительные станции, аварийно-ремонтные пункты и др. Очевидно, для сооружения этого комплекса необходимо осуществить комплексный строительный поток.

В современной практике различают четыре формы организации строительного производства (рис. 3.1): последовательную – а, параллельную – б, поточную – в, поточно-скоростную – г [85].

Многолетний опыт строительства магистральных трубопроводов показывает, что для строительства наземных (сосредоточенных) объектов наиболее эффективной является поточная форма. Сущность её заключается в том, что определенное число КС или НС сооружается путем последовательного, непрерывного или равномерного выполнения на каждой из них комплекса работ, составляющих процесс строительства объекта. Это

предопределяется прежде всего тем, что, во-первых, строительство КС и НС осуществляется, как правило, в условиях ограниченных ресурсов, во-вторых, вывод магистрального трубопровода на проектную производительность в большинстве случаев предполагает последовательный ввод в эксплуатацию отдельных станций или их групп (очереди). Использование в этом случае поточно-скоростной формы организации строительства, предполагающей предельно возможное совмещение (параллельное выполнение) работ, максимальное насыщение производства техникой и размещение на объекте наибольшего числа рабочих, оказывается неприемлемым, так как число

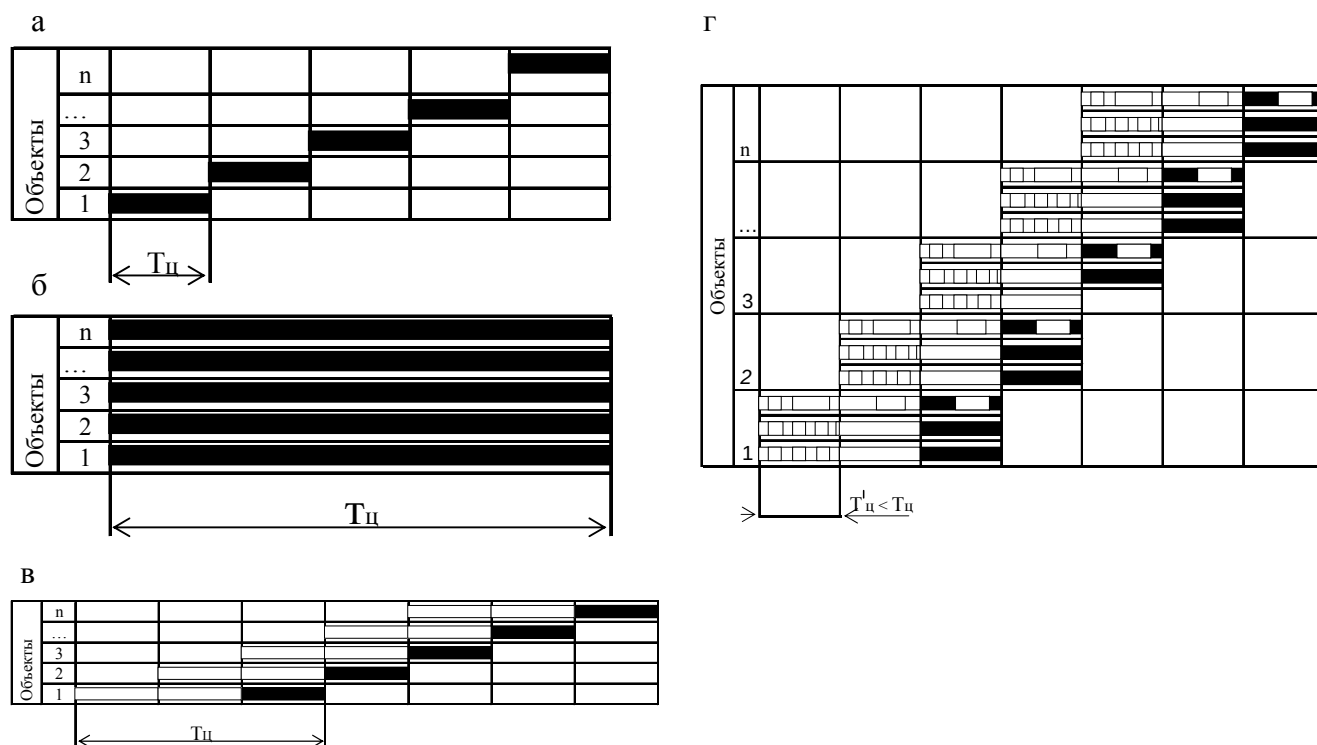


Рис.3.1. Формы организации строительного производства:
а – последовательная; б – параллельная; в – поточная; г – поточно-скоростная;
 $T_{ц}$ – продолжительность производственного цикла

захваток на строительстве сосредоточенных объектов ограничено и вполне определено при данном уровне механизации и совершенства технологии. Осуществляемые при этом потоки могут быть определены только как долгосрочные объектные, подразделенные на специализированные и частные.

При строительстве линейной части магистральных трубопроводов наиболее эффективной и результативной является поточно-скоростная форма организации. Действительно, линейная часть каждого магистрального трубопровода представляет собой линейно-протяженный строительный объект, на котором имеются наилучшие условия для организации поточного производства работ и концентрации ресурсов на участках минимальной протяженности; число захваток для линейных объектных строительных потоков (ЛОСП) ограничивается лишь его экономической целесообразностью:

$$T = f(L, n, P, \alpha) \quad , \quad (3.1)$$

где T – срок строительства трубопровода; L – протяженность трубопровода; n – число ЛОСП; P – интенсивность потока; α – показатель сложности трассы магистрального трубопровода.

ЛОСП в большинстве случаев могут быть определены как скоростные.

Очевидным является тот факт, что при значительной протяженности магистральных трубопроводов (1000 км и более) сроки строительства линейной части могут быть (и практически бывают) меньше, чем сроки строительства наземных сооружений. Поэтому скоростное строительство магистральных трубопроводов при условии одновременной сдачи в эксплуатацию всего комплекса сооружений должно предусматривать опережающее строительство наземных объектов – КС или НС.

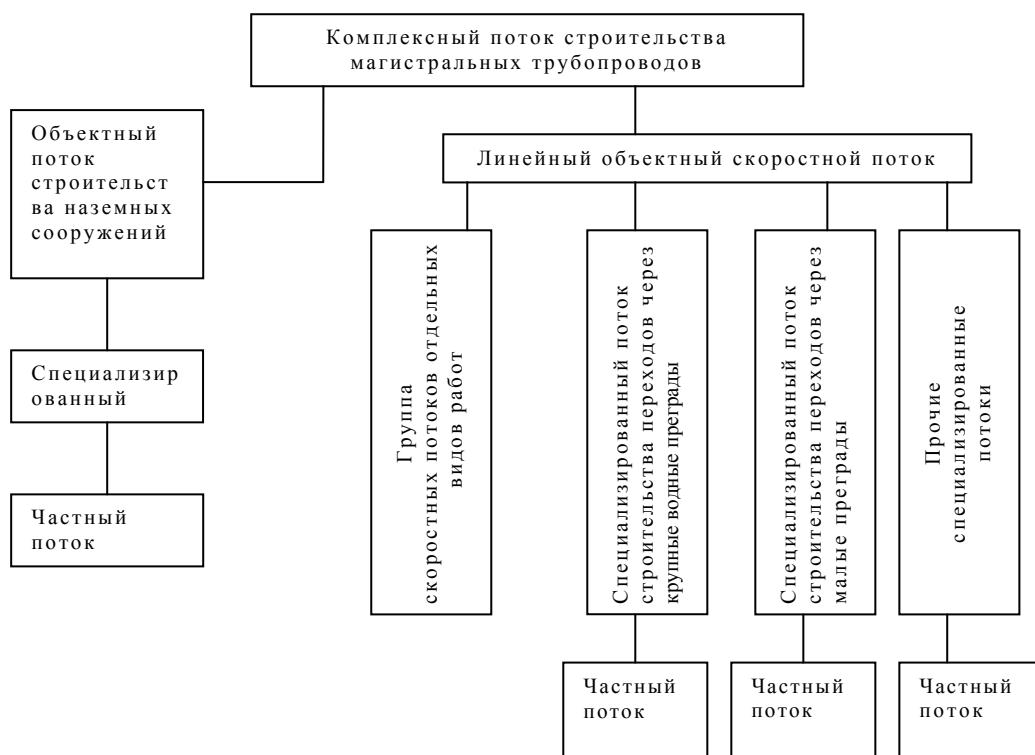


Рис.3.2. Структура организации поточного строительства отдельного магистрального трубопровода

В составе скоростного ЛОСП выделяются:

а) группа скоростных потоков отдельных видов работ (сварочно-монтажных, по рытью траншеи, изоляционно-укладочных и др.), которые по сложности состава могут быть отнесены как к специализированным, так и к частным, но являются равными между собой по технологической значимости;

б) специализированные потоки (поток) по строительству переходов через крупные водные преграды;

в) специализированные потоки (поток) по строительству переходов через небольшие преграды – малые реки, ручьи, овраги, балки, железные и шоссейные дороги;

г) прочие специализированные потоки – по строительству системы электрозащиты трубопровода, вдольтрассовой эксплуатационной линии связи и др. (рис.3.2).

Переходы магистрального трубопровода через естественные и искусственные преграды как крупные, так и малые, сооружать скоростными потоками не представляется возможным.

Таким образом, строительство магистральных трубопроводов следует вести преимущественно поточными и поточно-скоростными методами в строгом соответствии с утвержденными рабочими чертежами. При этом все виды работ должны выполняться с неукоснительным соблюдением строительных норм и правил, стандартов и других нормативных документов.

3.2. Продолжительность строительства трубопроводов

Продолжительность строительства линейной части магистральных и промысловых трубопроводов определяется СНиП 1.04.03-85* [110,111]. Нормы продолжительности строительства трубопроводов охватывают период от даты начала выполнения вдольтрассовых подготовительных работ (оформляется актом, составленным заказчиком и подрядчиком на основе первичной документации бухгалтерского учета) до даты оформления акта о сдаче-приемке построенного трубопровода (или его участки) в эксплуатацию.

Табличные значения норм продолжительности строительства трубопроводов и нормы задела по кварталам приведены в табл. 3.1. В таблицах норм помимо общей продолжительности строительства указаны под чертой порядковые месяцы начала и окончания их строительства. В графе «Монтаж оборудования» указаны: над чертой – продолжительность монтажа оборудования, под чертой – порядковые месяцы начала и окончания его выполнения.

При строительстве трубопроводов в специфических районах нормы продолжительности увеличиваются путем введения поправочных коэффициентов.

В случае строительства трубопроводов в арктических и других районах, не охватываемых приведенными коэффициентами, продолжительность их сооружения устанавливается проектами организации строительства.

Нормы продолжительности строительства линейной части магистральных трубопроводов установлены для организационно единых объектов, каждый из которых имеет единый проект единого заказчика, источник финансирования, единый срок ввода в действие и возможность приемки в эксплуатацию после

Таблица 3.1

Значения норм продолжительности строительства трубопроводов и нормы задела по кварталам

Объект	Характеристика объекта	Норма продолжительности строительства, мес.				Нормы задела в строительстве (% к сметной стоимости) по кварталам								
		общая	в том числе			1	2	3	4	5	6	7	8	9
			подготови тельный период	передача оборудо вания в монтаж	монтаж оборудо вания									
Магистральный трубопровод (линейная часть)	Протяженность, км:													
	20	12	4	3-8	$\frac{6}{4-9}$	22	49	79	100					
	50	14	5	4-9	$\frac{6}{5-10}$	18	42	68	94	100				
	100	18	6	5-11	$\frac{7}{6-12}$	18	42	68	90	95	100			
	200	20	7	5-13	$\frac{8}{7-14}$	12	32	59	84	91	96	100		
	300	21	7	5-14	$\frac{9}{7-15}$	12	32	59	84	91	96	100		
	>300	27	9	7-18	$\frac{13}{9-21}$	10	26	43	62	79	91	95	97	100

Продолжение табл. 3 1

Объект	Характеристика объекта	Норма продолжительности строительства, мес.				Нормы задела в строительстве (% к сметной стоимости) по кварталам								
		общая	в том числе			1	2	3	4	5	6	7	8	9
			подготовительный период	передача оборудования в монтаж	монтаж оборудования									
Подводный переход	Ширина водной преграды, м													
	<100	4	1	1-3	$\frac{2}{2-3}$	80	100							
	300	5	1	1-4	$\frac{3}{2-4}$	50	100							
	500	6	1	1-4	$\frac{4}{2-5}$	45	100							
	1000	8	2	2-5	$\frac{5}{3-7}$	30	75	100						
	>1000	10	2	2-6	$\frac{6}{3-8}$	20	55	90	100					
Промысловые трубопроводы	Протяженность, км													
	<2	3	1	1	$\frac{2}{2-3}$	100								
	<5	4	1	1-2	$\frac{2}{2-3}$	80	100							
	<10	5	1	1-2	$\frac{3}{2-4}$	70	100							

завершения на нем линейных и пуско-наладочных работ. Если пусковой комплекс магистрального трубопровода состоит из двух или нескольких организационно единых объектов, то нормативная продолжительность определяется для каждого из них.

В нормы продолжительности строительства входит время, необходимое на проведение испытаний трубопроводов гидравлическим или пневматическим (сжатым воздухом или газом) способом, на заполнение трубопроводов нефтью.

Для трубопроводов диаметром 720 мм и менее продолжительность строительства определяется с учетом коэффициента 0,85.

Для трубопроводов, сооружаемых в единой полосе отвода, если используются построенные ранее базы, жилые городки и вдольтрассовые проезды, продолжительность строительства определяется с учетом коэффициента 0,9.

Нормы продолжительности строительства подводных переходов установлены для одной нитки трубопровода диаметром 1020 мм через водные преграды шириной более 30 м при уровне меженных вод и при средней

скорости течения воды до 0,7 м/с, в грунтах I-II групп по классификации для плавучих землесосных снарядов.

Границы подводного перехода определяются в соответствии с указанием в п.6.3 СНиП 2.05.06-85* [114]:

для многониточных переходов – участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

для однопонтоных переходов – участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10%-ной обеспеченности.

Влияние диаметра трубопровода D_n на продолжительность строительства подводного перехода учитывается коэффициентом k_1 :

D_n , мм	≤ 820	1020	1220	1420
k_1	0,75	1	1,25	1,55

Влияние скорости течения воды v на продолжительность строительства подводного перехода трубопровода, заглубленного в дно, сложенное песчаными грунтами, учитывается коэффициентом k_2 :

v , м/с	$\leq 0,7$	0,71-0,8	0,81-0,9	$> 0,9$
k_2	1	1,1	1,15	1,2

Влияние грунтовых условий на русловом участке на продолжительность строительства подводного перехода учитывается коэффициентом k_3 :

Группа грунтов	I-II	I-IV	$\geq V$
k_3	1	1,2	1,7

При необходимости предварительного рыхления скальных грунтов взрывным способом значение коэффициентов увеличивается на 0,3. На переходах, где русло реки сложено грунтами различных групп, значение коэффициентов определяется средневзвешенной величиной.

Продолжительность строительства подводных переходов через морские акватории, водные преграды в районах севернее 60-й параллели, водоемы, шириной более 2 км, при длине заболоченных пойменных участков более 10 км, а также участков магистральных трубопроводов, прокладываемых на поливных землях, устанавливается проектом организации строительства.

Нормы продолжительности строительства переходов не включают период паводков и ледостава, а также перерывы, устанавливаемые органами рыбнадзора и другими организациями, ответственными по контролю за сохранностью окружающей среды.

Нормы строительства промысловых трубопроводов распространяются на трубопроводы всех видов и назначений, сооружаемых на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

К промысловому трубопроводу относится собственно его линейная часть, переходы его через естественные и искусственные преграды, узлы запорной арматуры, устройства закрепления трубопровода, устройства противокоррозионной электрохимической защиты.

При сооружении промысловых трубопроводов и межпромысловых коллекторов с применением технологической насыпи, нормы продолжительности строительства трубопроводов увеличиваются путем прибавления к ней продолжительности строительства технологической насыпи, установленной проектом организации строительства, с коэффициентом совмещения 0,5.

Продолжительность строительства промысловых трубопроводов протяженностью свыше 10 км и межпромысловых трубопроводов определяется по нормам продолжительности строительства магистральных трубопроводов. Продолжительность строительства промысловых трубопроводов в условиях действующих промыслов и в районах распространения вечномерзлых грунтов устанавливается проектами организации строительства.

3.3. Практические задачи, решаемые в процессе организации строительства магистральных трубопроводов

Основными практическими задачами организации, решаемыми при строительстве каждого магистрального трубопровода, являются:

- определение оптимального числа комплексных трубопроводостроительных потоков (КТП);
- определение границ осуществления КТП;

- обеспечение синхронности производства отдельных видов работ в составе КТП;
- поточное строительство малых переходов трубопровода через естественные и искусственные преграды;
- расчет транспортной схемы строительства магистрального трубопровода.

3.3.1. Определение числа комплексных трубопроводостроительных потоков

Организация сооружения линейной части магистральных трубопроводов есть система подготовки строительства, установления и обеспечения общего порядка, очередности и сроков работ, снабжения ресурсами, управления и обеспечения эффективности строительства.

Применительно к строительству линейной части отдельного магистрального трубопровода решение вопросов организации строительства как на стадии составления проекта организации строительства, так на стадии составления проекта, производства работ связано с установлением оптимальных взаимосвязей и взаимозависимостей между факторами, которые определяют организацию строительства в целом.

К этим факторам относятся:

- 1) технико-технологическая характеристика трубопровода;
- 2) установленная продолжительность строительства;
- 3) материально-техническое обеспечение строительства;
- 4) естественно-географические условия строительства.

При решении вопросов организации строительства в целом и организации производства в частности при прокладке отдельного магистрального трубопровода необходимо учитывать, что

линейная часть магистрального трубопровода представляет собой линейно-протяжный строительный объект, трассу которого можно разделить на любое практически приемлемое число участков и на каждом участке организовать линейный объектный строительный поток;

условия выполнения строительно-монтажных работ постоянно изменяются не только на протяжении трассы, но и во времени:

наличие естественных и искусственных преград на трассе трубопровода, через которые нельзя сооружать переходы по ходу линейных потоков, требует применения специальных технических средств и специфических технологических схем, а также создания специализированных производственных подразделений (бригад) по сооружению переходов.

При составлении проектов организации строительства и производства работ необходимо руководствоваться следующими основными положениями:

1) главной формой организации производства работ при прокладке отдельного магистрального трубопровода является поточность выполнения

всех видов работ применительно к глубокой специализации производственных подразделений;

2) каждый производственный процесс, осуществляемый при прокладке отдельного магистрального трубопровода, прежде всего, должен быть оптимизирован во времени;

3) при организации линейных строительных потоков при подземной и наземной прокладке магистральных трубопроводов синхронизации отдельных производственных процессов необходимо, прежде всего, учитывать непостоянство естественных условий строительства.

Рассмотрим организацию комплексных трубопроводостроительных потоков по методу приведенной протяженности трассы магистрального трубопровода [85].

А. Для случая, когда одновременно начинают строительство трубопровода и одновременно его заканчивают.

Число линейных объектов потоков во всех случаях равно числу изоляционно-укладочных колонн и определяется по формулам:

$$K = \frac{L_{np}}{N_{nl} P_{cm}} ; \quad (3.2)$$

$$L_{np} = \left(\sum \ell_i k_i \right) \cdot k_{nep} k_{noz} + \sum \ell_{из} k_{из} - L ; \quad (3.3)$$

$$k_{noz_i} = \frac{N_{nl_i}}{N_{nl_i} - N_{noz_i}} ; \quad (3.4)$$

$$k_{noz} = \frac{\sum k_{noz_i} \ell_i}{L} ; \quad (3.5)$$

$$L = L_{общ} - \sum \ell_{nep} , \quad (3.6)$$

где K – число изоляционно-укладочных колонн, равное числу линейных объектов строительных потоков;

L_{np} – протяженность трассы магистрального трубопровода, приведенная к нормальным условиям производства ведущего вида работ – изоляционно-укладочных (приведенная протяженность трассы трубопровода), км;

P_{cm} – нормативная сменная производительность изоляционно-укладочной колонны в нормальных условиях производства работ при выполнении изоляции нормального типа 1, км в смену (для различных диаметров трубопроводов и их групп значения P_{cm} даны в табл.3.2).

Сменная производительность изоляционно-укладочной колонны в нормальных условиях производства работ

Диаметр трубопровода, мм	325-426	530	630	720	820	1020	1220
$P_{см}$, км/смена	0,920	0,875	0,810	0,780	0,705	0,550	0,425

Примечание: значения $P_{см}$ даны для восьмичасовой рабочей смены. В случае изменения продолжительности рабочей смены расчеты должны быть уточнены поправочными коэффициентами.

$\sum \ell_i k_i$ - сумма произведений суммарной протяженности участков трассы трубопровода с нормальными и специфически характерными участками (например, болота, пески, скальные грунты и т.д.) на соответствующие коэффициенты, учитывающие сложность изоляционно-укладочных работ и, следовательно, относительное увеличение продолжительности этих работ на данных участках, км.

Для различных условий работ приняты следующие коэффициенты:

для болот I типа – 1,70;

для болот II типа – 2,50;

для сыпучих песков подвижных барханов и дюн – 1,25;

для горных условий с различными преобладающими уклонами местности:

до 7% - 1,00; от 7% до 20% - 1,85; до 40% - 2,15; более 40% - 2,50.

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий сложность производства изоляционно-укладочных работ и потерю производительного рабочего времени в зависимости от числа переходов трубопровода через преграды.

При числе переходов трубопровода, приходящегося на 100 км трассы, значение $k_{пер}$ равно:

до 20 – 1,05; от 21 до 40 – 1,10; от 41 до 50 – 1,15; более 50 – 1,25.

$k_{пог}$ – коэффициент, учитывающий потерю производительного времени изоляционно-укладочной колонной по погодным условиям

$\sum \ell_{из} k_{из}$ - сумма произведений суммарной протяженности участков трубопровода с изоляционным покрытием различных типов на соответствующие коэффициенты, учитывающие сложность нанесения изоляции, км. Для условий нанесения на трубопровод изоляции различных типов значения $k_{из}$ принимаются:

для битумно-резиновой изоляции нормального типа I 1,00 ;

то же, типа II 1,30 ;

для битумно-резиновой изоляции усиленного типа I 1,25 ;

типа I	1,45 ;
то же, типов I и IV	3,00 ;
для изоляции липкими полимерными лентами нормального и усиленного типов	1,00 ;

$\sum \ell_{пер}$ - суммарная протяженность переходов трубопровода через преграды, км (строительство этих переходов намечено осуществлять специализированными бригадами).

Б. Для случая, когда КТП начинают и заканчивают строительство участков трубопровода в разное время. Число их определяют простым арифметическим подбором и должно быть равно числу слагаемых левой части равенства:

$$N_{пл.1} + N_{пл.2} + \dots + N_{пл.n} = L_{np} / P_{см} , \quad (3.7)$$

где $N_{пл.1}, N_{пл.2}, \dots, N_{пл.n}$ - планируемое число рабочих смен в период строительства соответственно для 1-го, 2-го, ..., n -го КТП (табл.3.1).

Эта формула позволяет оптимально учесть план поставок труб и наличие работоспособных производственных подразделений в составе КТП – колонн, бригад, звеньев – в течение всего срока строительства магистрального трубопровода.

Для количественной оценки условий строительства подземных магистральных трубопроводов введено понятие «показатель сложности трассы магистрального трубопровода»:

$$\alpha = \frac{L_{np}}{L} . \quad (3.8)$$

3.3.2. Определение границ осуществления КТП [132]

Границы участков работы отдельных КТП по трассе определяют следующим образом. В приемлемом для работы масштабе по шкале 1 (рис.3.3) с десятикилометровым шагом откладывают трассу магистрального трубопровода. Для примера возьмем $L_{общ} = 100$ км.

По шкале II откладываем приведенную протяженность трассы трубопровода, вычисленную для каждого десятикилометрового участка. При этом границы десятикилометровых участков должны сохранить начальное значение километража: 10, 20, 30 и т.д. Затем $L_{общ}$ откладывают по шкале I в масштабе шкалы 1. Определяют время работы (в течение всего срока строительства трубопровода) каждого КТП:

$$t_1, t_2, t_3, \dots, t_i, \dots, t_n,$$

где 1, 2, 3, ..., n – порядковые номера производственных комплексов.

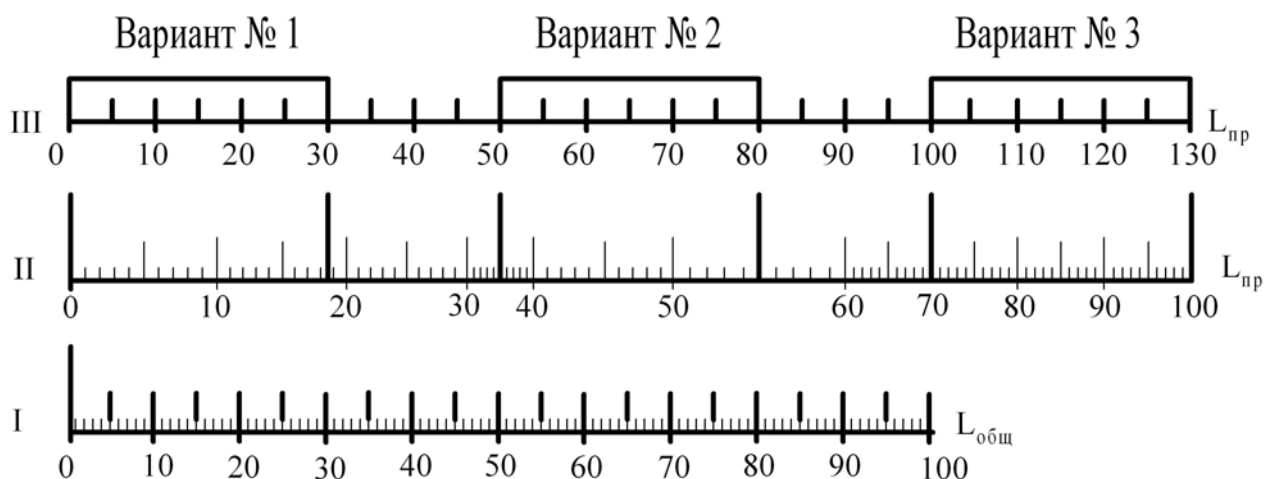


Рис.3.3. Шкалы для определения границ осуществления КТП

Протяженность участка работы каждого КТП определяют по формуле:

$$L_{np.i} = \frac{L_{np}}{n} t_i \cdot \sum_1 t_i \quad (3.9)$$

Значения $L_{np.i}$ откладывают, последовательно по шкале III. Для каждого КТП границы участка могут быть определены: либо на головном участке трассы (вариант № 1); либо в середине трассы (вариант №2); либо на конечном участке трассы (вариант №3).

Проекции этих участков (по вариантам) на шкалу II позволяют найти реально границы работы каждого КТП (в данном случае: вариант №1 – от 0 до 18 км; вариант №2 – от 34 до 55 км; варианта №3 – от 70 до 100 км). Очевидно, что трудоемкости работ по каждому варианту для отдельного КТП равны.

В случае, если возникает необходимость изменить границу двух соседних участков работы КТП (например, при выборе в качестве границы не расчетной точки, а находящейся вблизи нее крупной реки), увеличение протяженности одного из участков не должно превышать величины $\Delta L_{np.i} \leq 0,2 L_{np.i}$.

3.3.3. Обеспечение синхронности производства отдельных видов работ в составе КТП [132]

Синхронное выполнение отдельных видов работ в составе КТП необходимо для того, чтобы каждый вид работ имел открытый фронт, т.е. чтобы исключить простои бригад и звеньев по вине бригад и звеньев, следующих впереди по ходу строительства трубопровода. Условие синхронного выполнения двух соседних видов работ в составе КТП проверяется равенством:

$$\left(\frac{Q_i}{P_{см.i}} p_i k_i \right)_I = \left(\frac{Q_i}{P_{см.i}} p_i k_i \right)_{II} \pm \Delta t_{ТЕХН.I-II} \quad , \quad (3.10)$$

где Q_i - объем какого-либо вида работ по прокладке трубопровода на участке трассы протяженностью L (проверяется синхронность производства работ на L -м км трассы);

$P_{см.i}$ - сменная производительность звена (бригады, мехколонны), выполняющей i -й вид работ на том же участке трассы;

p_i - коэффициент, учитывающий задание по повышению производительности труда при выполнении i -ой работы;

k_i - коэффициент сложности выполнения i -ой работы (определяется по ведомственным Нир);

$\Delta t_{ТЕХН.I-II}$ - минимальное технологически допустимое сближение двух соседних видов работ I и II, «+» и «-» для которого принимаются соответственно, если I вид работ предшествует II и если I вид работ следует за II.

3.3.4. Расчет транспортной схемы строительства магистрального трубопровода [132]

Общие положения.

При сооружении магистральных трубопроводов основной объем транспортных работ приходится на перевозку отдельных труб и секций и включает:

- 1) перевозку отдельных труб с железнодорожных станций (речных или морских портов) на промежуточные трубосварочные базы или непосредственно на трассу;
- 2) перевозку секций труб с промежуточных трубосварочных баз на трассу.

В зависимости от конкретных условий для перевозки труб и секций труб используется как колесный (автомобили с прицепами), так и гусеничный транспорт (гусеничные тракторы с колесными или гусеничными прицепами). В отдельных случаях может применяться воздушный транспорт.

При решении транспортных вопросов решается несколько задач, главными из которых являются выбор типа (марки) транспортных средств и определение необходимого числа транспортных средств на период строительства трубопровода.

При выборе типа (марки) транспортных средств следует пользоваться табл. 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3

Масса труб и секций различного диаметра

Диаметр трубопровода, мм	Вес трубы длиной 12 м, т	Вес секции длиной 36 м, т
530×8	1,25	3,75
720×8	1,7	5,1
1020×11,2	3,4	10,2
1220×12,5	4,1	12,3

Таблица 3.4

Технические параметры транспортных средств

Параметр транспортных средств	Единицы измерения	Марки трубовоза-плетевоза				
		ПТВ-8	ПЛТ- 502	ПЛТ-2	ПЛТ- 214	ПТ-30
Грузоподъемность на дорогах с твёрдым покрытием	т	9,0	15,0	15,0	18	-
по любым дорогам	т	5,0	-	-	-	-
Тип базового автомобиля (трактора)		ЗИЛ- 157	МАЗ- 502	МАЗ- 501	КРАЗ- 214	Т-100М
Вес (без груза) в том числе:	т	8,4	12,1	10,1	15,9	7,2
ропуска (прицепа)	т	2,1	3,1	3,1	3,1	4,2
второго прицепа	т	-	-	-	-	2,9

Расчет транспортной схемы заключается в определении участков трассы, обслуживаемых отдельными пунктами поступления труб и материалов, дальность их возки и других данных (рис. 3.4). Кратчайшие расстояния от пунктов поступления материалов A , B , C и D до трассы трубопровода соответствуют значениям a , b , c и d . Расстояние по трассе трубопровода между точками выхода на нее дорог от пунктов поступления A , B , C и D соответствуют значениям L_1 , L_2 и L_3 . Расстояния a , b , c и d могут быть замерены в натуре по спидометру автомашины, а если это невозможно – по картам масштаба 1:25000 или 1:50000. На расчетной схеме эти расстояния откладываются на перпендикулярах, восстановленных из точек выхода дорог на трассу A' , B' , C' и D' в масштабе, равном масштабу трассы трубопровода.

Графический метод определения рациональных границ участков обслуживания заключается в нахождении точек пересечения прямых AE и BE , BE и CE , CG и DG и т.д., которые проводятся через точки A , B , C и D и т.д. под углом 45° к горизонтали. Проекции точек пересечения указанных прямых на горизонтальную линию расчетной схемы, соответствующее трассе трубопровода (A' , D') дают искомые границы обслуживания пунктами поступления материала A'' , B'' , C'' .

Расчеты обычно выполняют в такой последовательности:

1. Определяют среднюю дальность возки труб и их секций.

Для этого необходимо установить рациональные границы участков обслуживания каждым пунктом поступления одиночных труб. Можно использовать как графический, так и аналитический метод. Используя аналитический метод, рациональные границы обслуживания между первым и вторым пунктами поступления труб определяют по формулам:

$$\ell_1'' = \frac{L_1 + b - a}{2} \quad \text{и} \quad \ell_1' = \frac{L_1 + a - b}{2},$$

а для второго и третьего пункта поступления соответственно

$$\ell_2'' = \frac{L_2 + c - b}{2} \quad \text{и} \quad \ell_2' = \frac{L_2 + b - c}{2}, \quad \text{и т.д.}$$

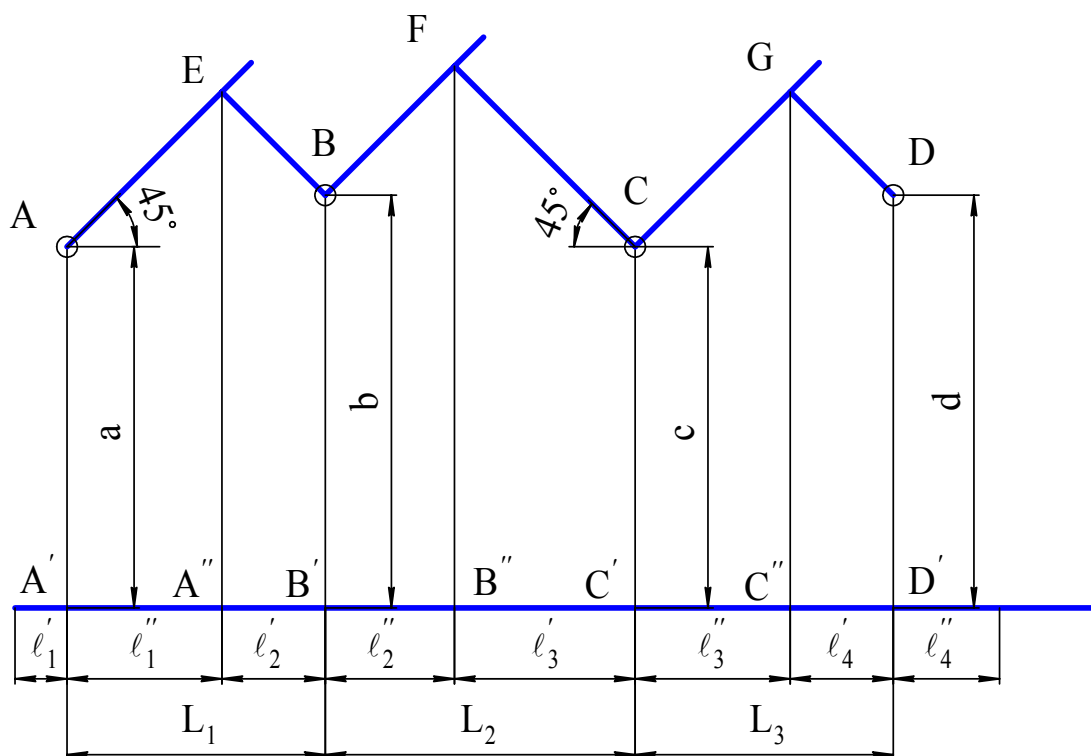


Рис.3.4. Расчетная схема определения рациональных границ участков трассы магистрального трубопровода, обслуживаемых трестами приема материалов

Решающим при выборе рациональной транспортной схемы является средневзвешенная дальность возки труб и их секций, которая определяется как частное от деления суммы линейных моментов возки на общую длину строящегося участка трубопровода:

$$L_{cp} \frac{M'_1 + M''_1 + \dots + M'_n + M''_n}{L_1 + \dots + L_n} = \sum M / \sum L , \quad (3.11)$$

где L_{cp} - средневзвешенная дальность возки, км;
 $M'_1, \dots, M''_n$ - линейные моменты возки от каждого пункта поступления, км²;
 $L_1, \dots, L_n$ - расстояние по трассе между соответствующими пунктами поступления.

Линейные моменты возки от соответствующего пункта поступления определяются по формулам:

$$M'_1 = \left(a + \frac{\ell'_1}{2} \right) \ell'_1; \quad M''_1 = \left(a + \frac{\ell''_1}{2} \right) \ell''_1 \text{ и так далее;}$$

$\sum M$ - сумма линейных моментов возки, км²;

$\sum L$ - протяженность трассы (участка), км.

Учитывая переходы через искусственные и естественные преграды, участки дорог, труднопроходимые в период распутицы, характер рельефа местности, специфические особенности вдольтрассовых дорог и время года, необходимо рассчитанное значение средневзвешенной дальности возки увеличить на 5 – 15 %.

2. Определяют общий вес перевозимых грузов по формуле:

$$G_{общ} = q_{тр} \frac{L_{общ}}{12} , \quad (3.12)$$

где $G_{общ}$ – общий вес груза, т; $q_{тр}$ – вес трубы длиной 12 м, т;
 $L_{общ}$ – протяженность участка, м; 12 – длина выпускаемых труб, м.

3. Определяют объем грузоперевозок

$$Q = G_{общ} \cdot L_{cp} , \quad (3.13)$$

где $G_{общ}$ – общий вес перевозимых труб, т;
 L_{cp} - средневзвешенная дальность возки, км.

4. Назначают виды транспорта по маркам, согласно табл. 3.4.

5. Устанавливают суточную производительность транспортных средств по существующим нормативам ($q_{тр.ср}$).

6. Определяют общее количество транспортных средств

$$N_{общ} = \frac{Q \cdot K_H}{T \cdot q_{Тр.ср} \cdot K_{О.Т}} , \quad (3.14)$$

где $N_{общ}$ – общее количество потребных транспортных средств;
 Q – объем грузоперевозок, т-км;
 K_H – коэффициент неравномерности подачи транспорта ($K_H=1,05 - 1,20$);
 $q_{Тр.ср}$ – средняя выработка транспортной единицы в сутки, т-км;
 $K_{О.Т}$ – коэффициент организационно-технических перерывов, учитывающий время, необходимое для технического обслуживания машин ($K_{О.Т}=0,6 - 0,8$).

Исходя из общего количества транспортных единиц и исходных данных, необходимо определить отдельно количество транспортных единиц, необходимых для перевозки одиночных труб с пунктов поступления до баз и для перевозки секций труб с трубосварочных баз на трассу.

Для каждого отдельного случая необходимо воспользоваться формулой:

$$N = \frac{G_{общ}}{q_{Гр.ср}} \cdot \frac{\frac{L_{ср}}{v_{гр}} + \frac{L_{ср}}{v_{нор}} + t_{ног} + t_{выг}}{K_{\epsilon} \cdot T \cdot t_{сут} \cdot K_{О.Т}} , \quad (3.15)$$

где N – необходимое количество одновременно работающих машин;
 $G_{общ}$ – общий вес перевозимого груза,
 $q_{Гр.ср}$ – грузоподъемность выбранной транспортной единицы, т;
 $L_{ср}$ – средневзвешенная дальность возки труб и их секций, км;
 $v_{гр}, v_{нор}$ – скорость движения машин соответственно с грузом и без груза, км/час;
 $t_{ног}, t_{выг}$ – время, необходимое соответственно для погрузки и выгрузки груза, час;
 K_{ϵ} – коэффициент использования транспорта во времени, учитывающий состояние дорог, климатические условия и другие факторы, принимаемый при расчетах равным 0,8 для зимних и 0,9 – для летних;
 T – общая продолжительность работы машины, дни;
 $t_{сут}$ – продолжительность работы машин в течении суток, ч;
 $K_{О.Т}$ – коэффициент организационно-технических перерывов.

3.3.5. Поточное строительство малых переходов трубопровода через естественные и искусственные преграды

Сооружение малых переходов через естественные и искусственные преграды специализированными бригадами при исключительном разнообразии природно-климатических условий

строительства и конструктивных решений переходов ставит следующие основные методические вопросы:

- как определить оптимальное число специализированных бригад для строительства переходов в пределах сроков строительства всего трубопровода;
- какова должна быть оптимальная последовательность строительства переходов;
- каковы оптимальные объемы работ (по числу сооружаемых переходов) каждой специализированной бригады.

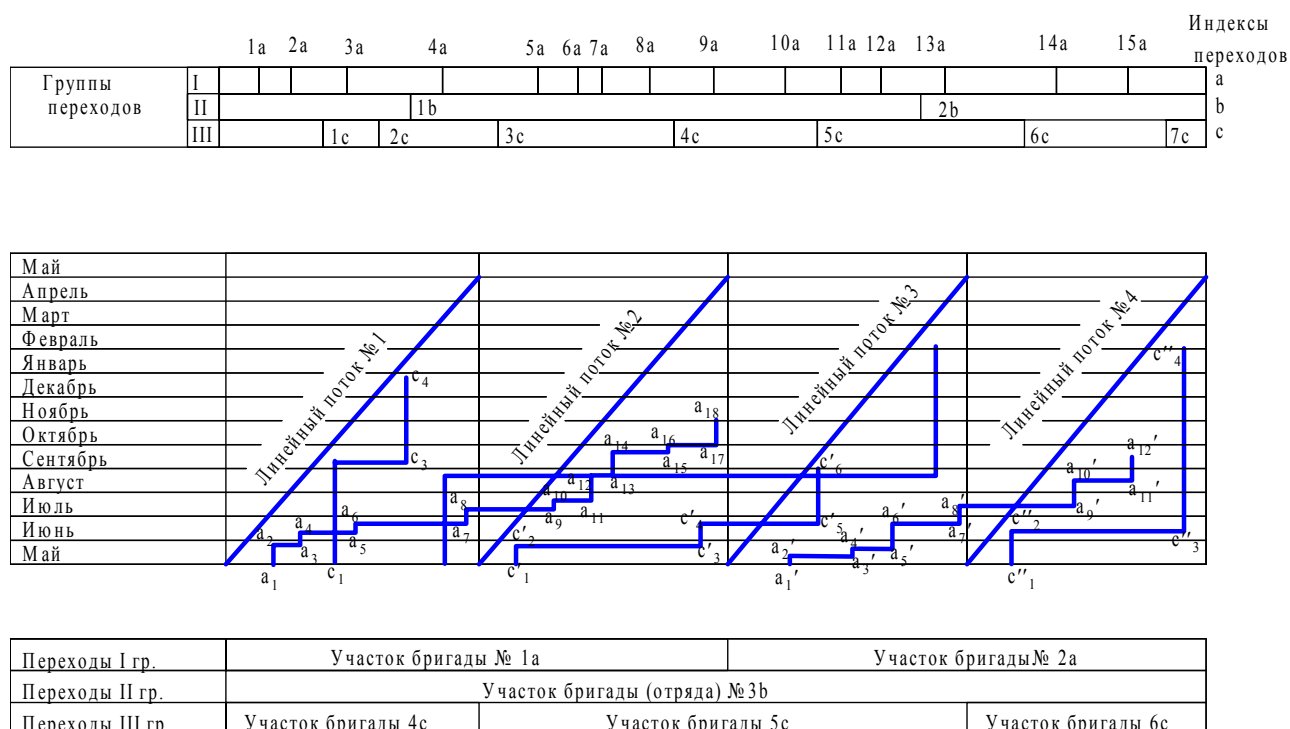
В основу графо-аналитического метода организации поточного строительства переходов положены следующие принципы:

- каждый переход через естественную или искусственную преграду рассматривается как сосредоточенный строительный объект, находящийся на определенном участке осуществления отдельного КТП;
- специализация бригад в полной мере должна соответствовать характеристике переходов – конструктивным решениям, набору видов работ и технологии их производства;
- строительство каждого перехода должно быть закончено к моменту подхода к нему частного потока по заварке захлестов и врезке катушек с тем, чтобы, создавая сплошность нитки трубопровода, обеспечить непрерывный фронт работ для очистки внутренней полости трубопровода.
- до начала производства работ на переходах к каждому из них должна быть проложена временная дорога, необходимая для доставки грузов и рабочих.

Порядок расчета: прежде всего следует определить число КТП и границы их осуществления, используя методы приведенной протяженности трассы и сопоставимых трасс, затем составить перечень переходов через преграды, которые (переходы) намечается сооружать не по ходу, линейных потоков, а специализированными бригадами, разделив переходы на группы по конструктивным признакам, применительно к технологии производства работ (например, группа переходов через железные и шоссейные дороги, сооружаемые с использованием метода, горизонтального бурения, группа воздушных переходов через овраги, балки, мелкие реки, ручьи и др.). Разделение переходов на группы позволяет определить специализацию бригад и, соответственно, различие в техническом оснащении рабочих бригад.

Каждой группе переходов присваивается индекс (а, б, с), а отдельным переходам – номера (1а, 2а и т.д.) (рис.3.5). Для расчетов необходимо определить продолжительность строительства каждого перехода, что можно сделать двумя путями: либо на каждый период составить технологическую карту, либо воспользоваться экспертными оценками. Работа линейных механизированных колонн на расчетном графике может быть обозначена на каждом участке трассы одной линией, соответствующей ходу работ по заварке захлестов и врезке катушек. Продолжительность строительства переходов для

каждой группы на графике откладывается на вертикалях к оси абсцисс последовательно: $a_1 - a_2$, $a_3 - a_4$ и т.д. – с учетом затрат времени на преобразование специализированных бригад с предыдущего по ходу работ перехода на последующий.



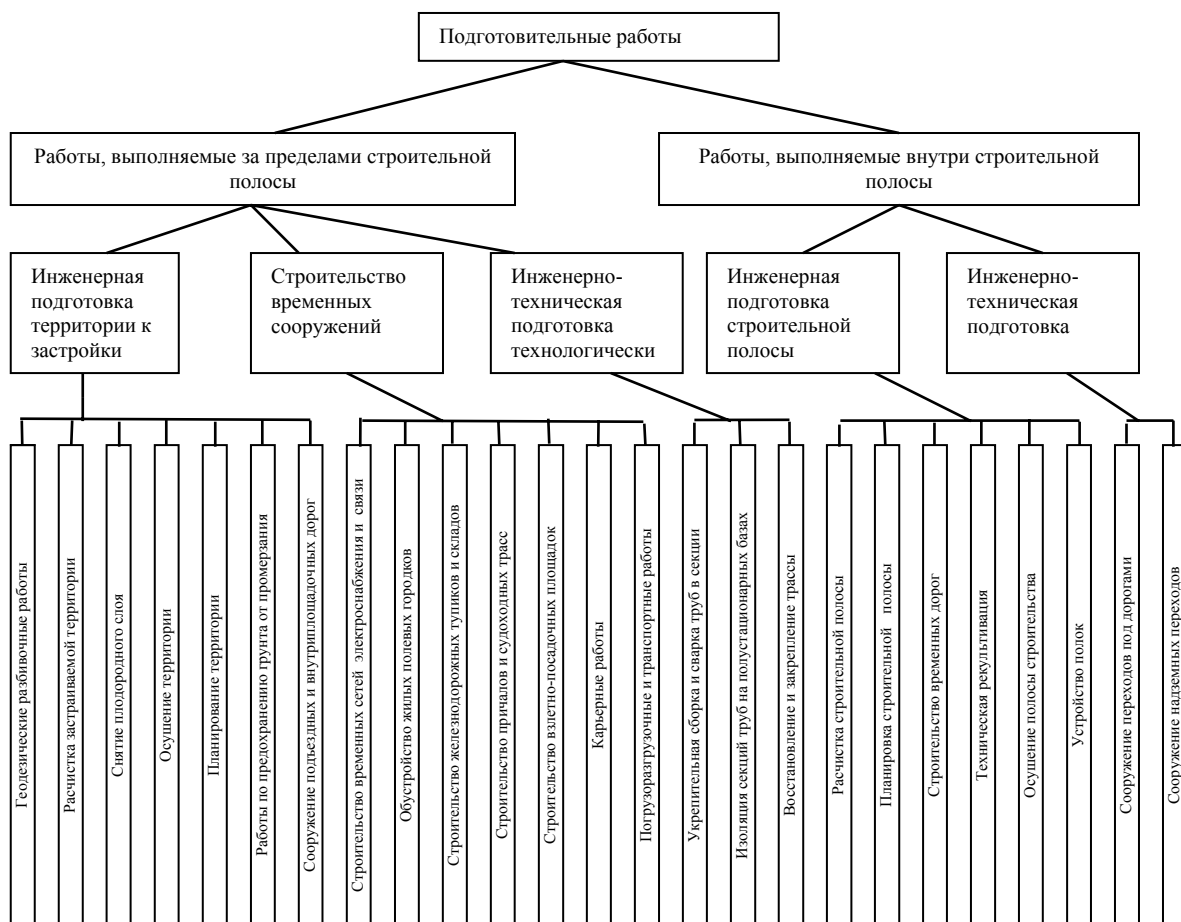


Рис.3.6. Структура подготовительных работ

Строительная полоса представляет собой линейно-протяженный участок для: прокладки трубопровода; выполнения строительно-монтажных работ; сооружения временной дороги для проезда машин и строительной техники; размещения запорной арматуры, строительства водоотводных и других сооружений и устройств.

За пределами строительной полосы для обеспечения работ по строительству трубопроводов возводят временные жилые полевые городки, административно-хозяйственные и производственные здания, а также базы для укрупнительной сборки труб в секции, приготовления битумной мастики, стационарной изоляции труб и централизованного технического обслуживания строительной техники.

Подготовительные работы выполняют специализированные строительные подразделения, организованные в составе комплексного строительно-монтажного управления и генподрядного треста, укомплектованные и оснащенные необходимыми машинами и механизмами, элементами конструкций, строительными материалами и кадрами.

Состав подготовительных работ, выполняемых на трассе, определяется с учетом природно-климатических условий строительства. Так, применительно к

нормальным гидрогеологическим, топографическим и климатическим условиям они включают:

- объезд трассы трубопровода и прилегающей к трассе территории для определения рабочей транспортной схемы перевозки грузов, определения состояния дорог, мостов и других искусственных сооружений, согласования с исполкомами местных Советов и другими заинтересованными организациями вопросов размещения городков, обеспечения строительства местными строительными материалами, водой, электроэнергией, пропаном, кислородом, продуктами питания, согласование строительства объекта с организациями, заключение договоров, составление проекта производства работ;
- восстановление и закрепление трассы;
- расчистку полосы строительства от леса, кустарника и лесорубочных остатков, корчевку и уборку пней и валунов;
- планировку полосы отвода;
- устройство временных дорог и подъездов к трассе, переездов и мостов через различные препятствия, восстановление и ремонт дорог и мостов;
- устройство временных производственных баз и жилых городков.

При прохождении трубопровода по плодородным землям дополнительно включают работы по срезке и перемещению (для хранения) в отвал плодородного гумусного слоя грунта с последующей рекультивацией.

На заболоченных и сильно обводненных участках местности в состав подготовительных работ дополнительно включают устройство лежневых дорог и искусственных насыпей, а также водоотводных сооружений для осушения строительной полосы.

В горных районах должны быть предусмотрены: удаление нависших камней и скал, проведение защитных противообвальных и противооползневых мероприятий, срезка крутых склонов, установка средств якорения механизмов.

В состав подготовительных работ при сооружении трубопроводов в зимнее время дополнительно включают мероприятия, обеспечивающие минимальное промерзание грунта, а также защиту подъездных и вдольтрассовых дорог от снежных заносов.

По продолжительности эксплуатации и конструкции зимние дороги подразделяются на: регулярные (возобновляемые каждую зиму); временные, используемые в течение 1 - 2 зим; разовые (для одноразового пропуска транспорта); сухопутные, прокладываемые на грунтовом основании; ледяные, устраиваемые путем намораживания на грунт или лед (ледовые переправы); дороги с продленным сроком эксплуатации (частично и летом). Конструкцию выбирают с учетом местных условий и длительности эксплуатации.

На болотах подготовка основания заключается в искусственном промораживании на большую глубину путем снятия снежного покрова. На плохо замерзающих болотах для ускорения промерзания и увеличения их несущей способности поверхность проезжей части поливают водой, которая, замерзая, образует ледяную корку и усиливает полосу дороги. Для намораживания корки полосу дороги многократно поливают при помощи

насоса, чтобы промок весь слой снега. В дальнейшем поливать следует слоями по 2 – 3 см с интервалами в 1 – 2 ч (в зависимости от температуры воздуха). Поверхность болота можно также усилить хворостяной выстилкой, порубочными остатками или сплошным деревянным настилом.

Возможность безопасного движения транспорта диктуется конкретными условиями болота. Глубина промерзания моховых болот для прохода тракторов на уширенных гусеницах должна составлять не менее 25 – 30 см, травянистых – не менее 16 – 20 см. Время, в течение которого может быть получена толщина льда, необходимая для пропуска машин при естественном промерзании, определяют ориентировочно по формуле:

$$T = (h^2 - h_o^2) / at_{cp} , \quad (3.16)$$

где h_o – начальная толщина льда; h – толщина льда, необходимая для пропуска заданных нагрузок; a – коэффициент (для рек $a = 4$, для озер $a = 6$); t_{cp} – абсолютная среднесуточная температура воздуха за период промерзания.

Движение людей и транспорта по ледовым дорогам разрешается только по заранее проложенным трассам, обставленным вехами и указателями.

Движение по ледовой дороге разрешается только в одну сторону без обгона. Запрещается производить резкое торможение транспорта. Измерение толщины льда в местах передвижения людей и транспорта производится: зимой – один раз в 10 дней; на быстром течении реки – один раз в неделю; осенью, весной – ежедневно.

При выгрузке тяжелых грузов на лед, в целях рассредоточения нагрузки, должны устраиваться настилы, сбрасывать груз с транспорта на лед запрещается.

Допустимая толщина ледяной переправы (при отсутствии трещин) для перехода транспорта определяется по формулам:

- для гусеничного транспорта

$$h_{расч} = 9K\sqrt{P} ; \quad (3.17)$$

- для колесного транспорта

$$h_{расч} = 12K\sqrt{P} , \quad (3.18)$$

где $h_{расч}$ – толщина ледового покрова; K – коэффициент прочности льда, зависящий от температуры воздуха за последние трое суток, $K = 1$ при $t = -10$ °С и ниже; $K = 1,1$ при $t = -5$ °С и ниже; $K = 1,4$ при $t = 0$ °С; $K = 1,5$ при $t > 0$ °С; P – масса транспорта с грузом.

Проходимость машин по болоту в зимнее время ориентировочно можно определить по формуле:

$$h = \frac{K}{a} \sqrt{Q} + \beta, \quad (3.19)$$

где h – толщина промерзшего слоя, при котором возможна работа машины или проезд транспорта; K – коэффициент проходимости (для гусеничных машин $K=9$, для колесных $K=11$); a – коэффициент, зависящий от вида болот ($a=1,6 - 2$); Q – масса машины; β – температурная поправка, равная 2 – 3 см, вводимая при температуре воздуха выше -5°C .

3.5. Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы

В состав погрузочно-разгрузочных и транспортных работ входят:

- выгрузка труб из железнодорожных вагонов или речных и морских судов и барж;
- транспортировка труб со станций или портов на промежуточные трубосварочные базы (ТСБ), непосредственно на трассу строящегося трубопровода или к местам временного складирования;
- складирование труб на трассовых площадках железнодорожных станций, площадках временного складирования на ТСБ, площадках речных, морских портов;
- погрузочно-разгрузочные работы на ТСБ и трасс.

3.5.1. Такелажная оснастка, вспомогательные и грузоподъемные средства

При выполнении подъемно-транспортных операций используется различная такелажная оснастка, а в качестве вспомогательного оборудования – устройства различного назначения, канаты, кольцевые стропы, торцевые захваты, мягкие полотенца, траверсы, клещевые захваты.

В такелажных средствах следует использовать стальные канаты, которые должны соответствовать техническим требованиям по ГОСТ 3241-80:

- по форме поперечного сечения каната – круглые;
 - по конструктивному признаку – двойной свивки, состоящие из прядей свитых в один концентрический слой;
 - по форме поперечного сечения прядей – круглопрядные;
 - по типу прядей – с линейным касанием (ЛК) проволок между слоями.
- Если невозможно получить такие канаты, допускается применять канаты с комбинированным точечно-линейным касанием (ТЛК) проволок в прядях;
- по материалу сердечника – с органическим сердечником (ОС).

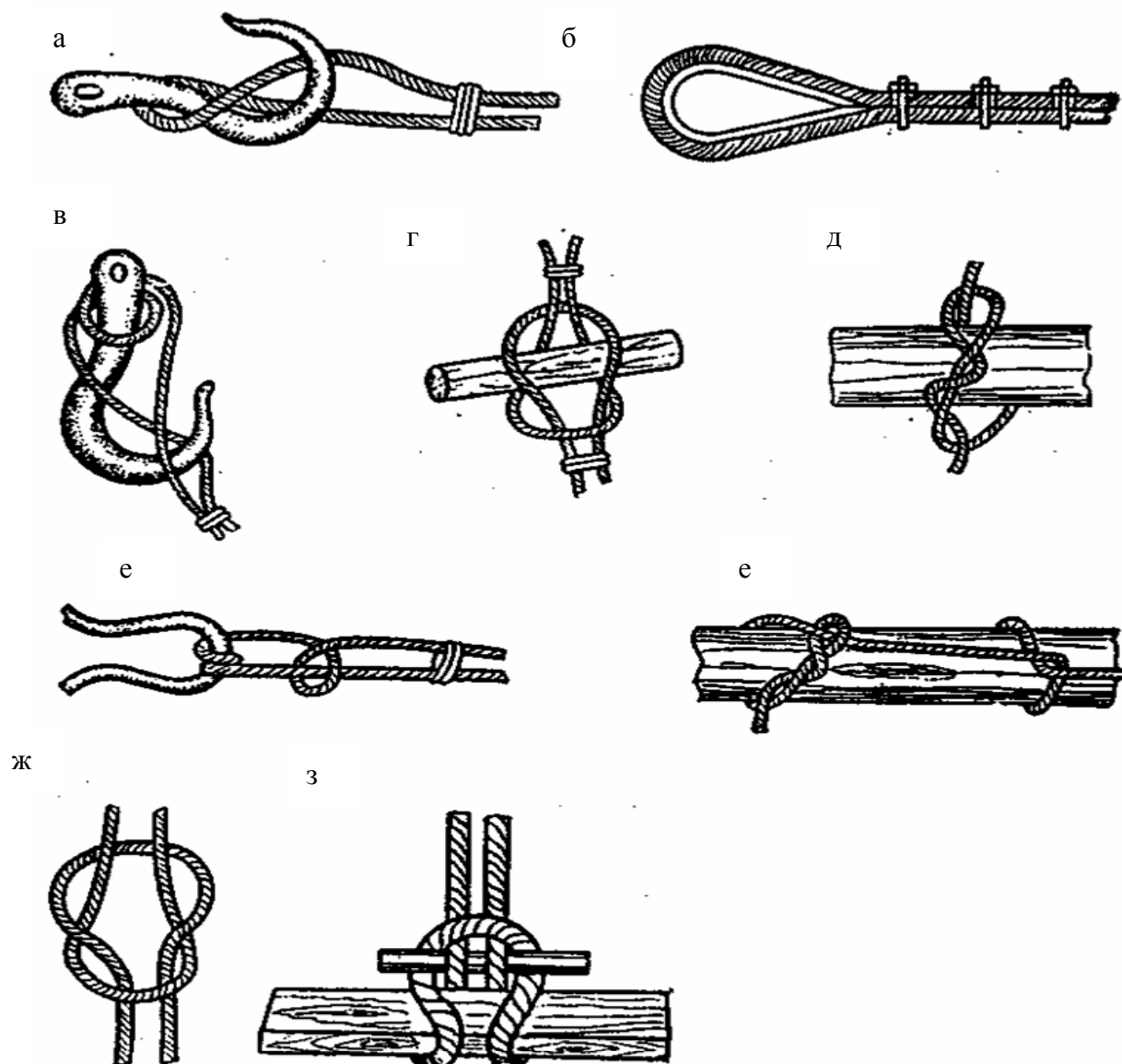


Рис.3.7. Способы крепления такелажной оснастки:

а, б – зажимы для крепления каната; в – гачный узел; г – прямой узел с клевантом; д – затяжной узел («кудавка»); е – штык с двумя шлагами; ж – прямой узел; з – «мертвая петля»

Вместо таких канатов допускается использовать канаты с металлическим сердечником (МС) из канатной проволоки;

по способу свивки – нераскручивающиеся (Н);

по направлению свивки – правые (П) или левые (Л);

по сочетанию направлений свивки проволок в пряди и прядей в канат-крестовой свивки. Применение канатов односторонней свивки запрещается;

по назначению – грузовые (Г).

Допускается применять стальные канаты грузопассажирского назначения (ГП).

Стальные канаты для стропов, грузовых подвесок монтажных кранов и полиспастов, для расчалок, оттяжек и тяг, для оснащения кранов и трубоукладчиков выбирают по табл. (приложение 3).

Способы крепления такелажной оснастки показаны на рис.3.7.

Крепление канатов к оборудованию производится: зажимами с планкой (рис.3.8,а); опрессовкой (рис.3.8,б); заплеткой (рис.3.8,в); коушем с заливкой (рис.3.8,г).

Зажимы с планкой изготавливаются из Ст3. Они должны быть плотно стянуты так, чтобы сжатый поперечник каната составлял не более 0,6 его номинального диаметра. Зажимы устанавливаются в следующем количестве:

Диаметр каната	12,5	15,5	17,5	19,5	21,5	24,0	28,0	34,5	37,0
Количество	3	3	3	4	4	5	5	7	8

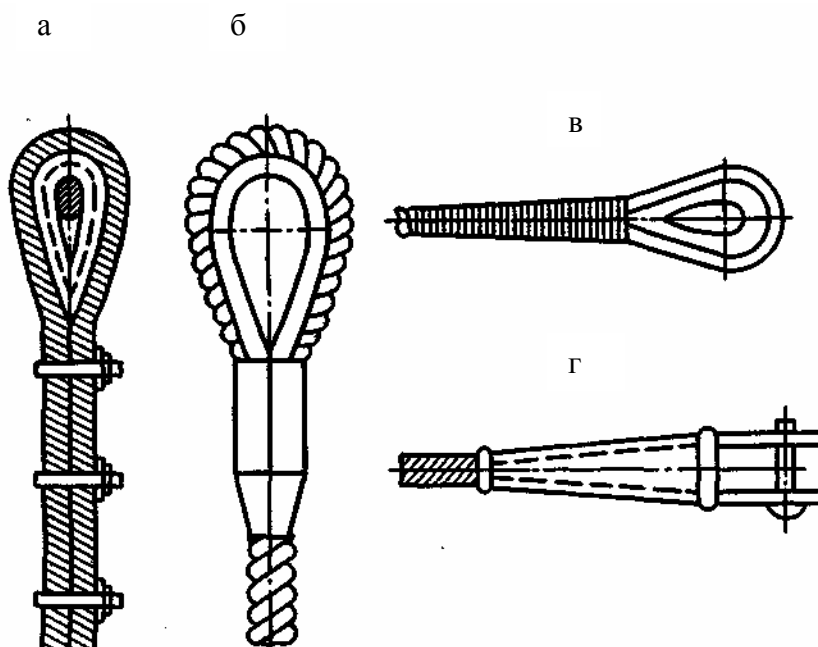


Рис.3.8. Схемы крепления канатов

При заплетке каната производится его пробивка сначала всеми целыми прядями, затем половинным числом прядей или всеми прядями половинного сечения. Необходимое наименьшее число пробивок в зависимости от диаметра каната согласно правилам Госгортехнадзора следующее (табл.3.5).

При погрузочно-разгрузочных работах и монтаже применяют грузовые канатные стропы, соответствующие техническим условиям по ГОСТ 25573-82. Они изготавливаются следующих типов:

1СК – одноветьевые; 2СК – двухветьевые; 3СК – трехветьевые; 4СК – четырехветьевые; СКП – двухпетлевые; СКК – кольцевые.

Наиболее распространенными в трубопроводном строительстве являются двухветьевые, двухпетлевые и кольцевые стропы (рис.3.9) (табл.3.6,3.7 и 3.8) (ГОСТ 25573-82).

Таблица 3.5

Необходимое наименьшее число пробивок

Диаметр каната, мм	Пробивка каждой прядью	Пробивка половинным числом прядей или всеми прядями
До 15	3	1
От 15 до 28	4	1
От 28 до 60	5	1

Таблица 3.6

Стропы двухветвевые

Обозначение стропа	Грузоподъемность, кН	Диаметр каната, d_k , мм	Длина стропа L_c , мм	Допустимая нагрузка, кН	
				на звено	на захват
2СК-0,4	4,0	6,2-6,3	900-5000	3,92	3,14
2СК-0,5	5,0	6,7-7,6		4,9	3,92
2СК-0,63	6,3	8,1-8,5	1100-10000	6,18	4,90
2СК-0,8	8,0	8,1-9,1		7,85	6,18
2СК-1,0	10,0	9,7-11,5	1100-15000	9,81	7,85
2СК-1,25	12,5	11,0-11,5		12,26	9,81
2СК-1,6	15,0	11,5-13,5		15,70	12,26
2СК-2,0	20,0	13,5-15,5	1400-16000	19,62	15,70
2СК-2,5	25,0	15,0-15,5		24,52	19,62
2СК-3,2	32,0	16,5-19,5		21,40	24,52
2СК-4,0	40,0	19,5-20,0	1500-20000	39,24	31,40
2СК-5,0	50,0	21,0-22,5		49,05	39,24
2СК-6,3	63,0	23,5-25,0		64,80	49,05
2СК-8,0	80,0	27,0-29,0	2000-20000	78,5	61,8
2СК-10,0	100,0	30,5-33,5		98,1	78,5
2СК-12,5	125,0	33,0-37,0		122,6	98,1
2СК-16,0	160,0	33,5-39,5		157,0	122,6

При разгрузке труб из полувагонов и погрузке на транспортные средства автокранами, а также при складировании труб на прирельсовых и притрассовых складах с помощью трубоукладчика применяют траверсы ТРВ-61, ТРВ-182, автоматические захваты ЗТА-31, ЗТА-101, ЗТА-102, клещевые захваты КЗ-531, КЗ-721, КЗ-821, КЗ-1022, КЗ-1223, КЗ-1422. Для выполнения подъемно-транспортных операций и перемещения на короткие расстояния секций труб с

наружной изоляцией и трубоукладчиком используют мягкие полотенца ПМ-523, ПМ-823, ПМ-1223, ПМ-1425.

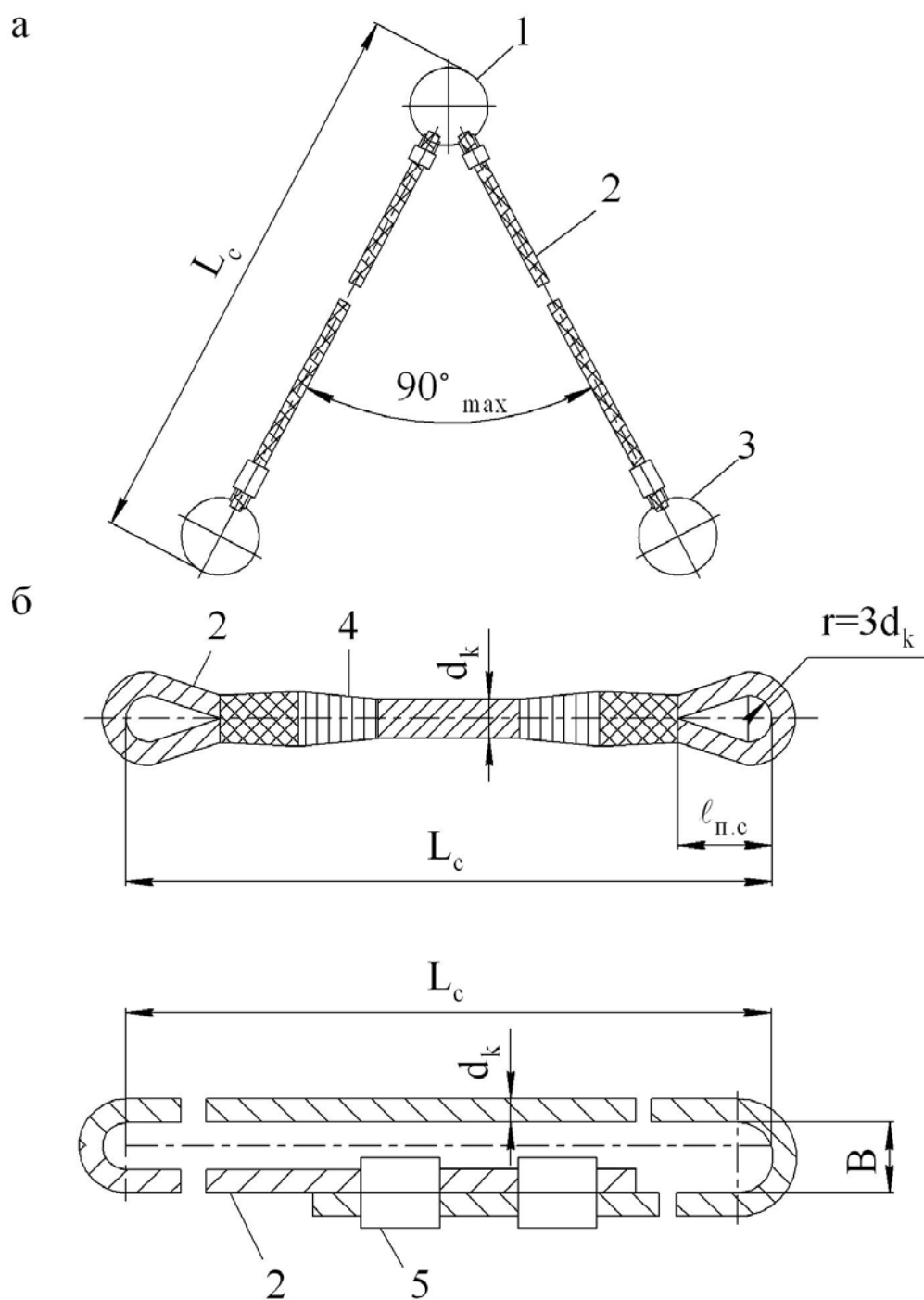


Рис.3.9. Стропы:

а – трехветвевые; б – двухплетевые; в – кольцевые; 1 – звено; 2 – канат; 3 – захват; 4 – место заделки концов каната; 5 – втулка

Таблица 3.7

Стропы двухпетлевые

Обозначение стропы	Грузоподъемность, кН	Диаметр каната, d_k , мм	Длина стропы L_c , мм	Длина петли стропы ℓ_{pc} , мм
1	2	3	4	5
СКП1-1,0	10,0	11,5	2000-20000	320
СКП1-1,4	14,0	13,5		
СКП1-1,8	18,0	15,0-15,5		
СКП1-2,0	10,0	15,0-15,5		
СКП1-2,5	25,0	16,5-17	3000-25000	400
СКП1-3,3	32,0	19,5-20,0		
СКП1-4,0	40,0	21,5-22,0		
СКП1-4,5	45,0	23,0-24,5		
СКП1-5,0	50,0	23,5-25,0		
СКП1-5,6	56,0	25,5-27,0		
СКП1-6,3	63,0	27,0-29,0		
СКП1-7,0	70,0	29,0	4000-30000	500
СКП1-8,0	80,0	30,0-33,5		
СКП1-9,0	90,0	33,0-33,5		
СКП1-10,0	100,0	33,0-36,5		
СКП1-11,0	110,0	35,0-36,5		
СКП1-12,5	125,0	39,0-39,5		

Таблица 3.8

Стропы кольцевые

Обозначение стропы	Грузоподъемность, кН	Диаметр каната, d_k , мм	Ширина стропы B , мм	Длина стропы L_c , мм
1	2	3	4	5
СКК1-1,0	10,0	8,1	50	800-30000
СКК1-1,4	14,0	9,7	150	800-30000
СКК1-1,8	18,0	11,5	150	1500-30000
СКК1-2,0	20,0	11,5	150	1500-30000
СКК1-2,5	25,0	13,5	150	1500-30000
СКК1-3,2	32,0	13,5	150	1500-30000
СКК1-4,0	40,0	15,5	150	1500-30000
СКК1-4,5	45,0	16,5	200	2000-30000
СКК1-5,0	50,0	17,0	200	2000-30000
СКК1-5,6	56,0	18,0	200	2000-30000
СКК1-6,3	63,0	19,5	200	2000-30000
СКК1-7,0	70,0	21,5	200	2000-30000
СКК1-8,0	80,0	22,5	200	2000-30000
СКК1-9,0	90,0	23,5	200	2000-30000
СКК1-10,0	100,0	25,0	200	2000-30000
СКК1-11,0	110,0	27,0	200	2000-30000
СКК1-12,5	125,0	29,0	200	2000-30000
СКК1-14,0	140,0	29,0	250	2000-30000
СКК1-16,0	160,0	31,0	250	2000-30000

3.5.2. Расчет такелажных средств и приспособлений

3.5.2.1. Расчет канатов

Стальной канат должен иметь допустимый запас прочности и эксплуатационные качества с учетом его конструкции, области применения и формы обслуживания. Выбор каната производится одним из двух методов проверкой по минимальному разрывному усилию, определением диаметра каната.

Проверка по минимальному (расчетному) разрывному усилию выполняется по формуле:

$$F_o \geq Sz_p, \quad (3.20)$$

где F_o – минимальное (расчетное) разрывное усилие каната в целом, принимаемое по сертификату, прилагаемому в каждой партии, или по справочной табл. (приложение 3); S – наибольшее натяжение каната, определяемое расчетом или по паспортным данным используемого механизма, конструкции; z_p – минимальный коэффициент использования каната (минимальный запас прочности каната), определяемый по табл. 3.9, в зависимости от режима работы механизма.

Таблица 3.9

Минимальные коэффициенты использования канатов

Группа классификации (режима) механизации		Подвижные канаты	Непо движные канаты	Группа классификации (режима) механизации		Подвижные канаты	Непо движные канаты
по ИСО 4301/1	по ГОСТ 25835-83	z_p		по ИСО 4301/1	по ГОСТ 25835-83	z_p	
M1	1M	3,15	2,5	M5	3M	4,5	4,0
M2	1M	3,35	2,5	M6	4M	5,6	4,5
M3	1M	3,55	3,0	M7	5 M	7,1	5,0
M4	2 M	4,0	3,5	M8	6 M	9,0	5,0

Для стреловых растяжек, оттяжек мачт и опор минимальный коэффициент использования канатов z_p принимается равным 3,5, для вантовых, несущих и тяговых канатов 4,0. Стропы рассчитываются с коэффициентом $z_p=6,0$, также же, как и канаты для заякоривания лебедок, кранов и др.

Минимальный диаметр каната в миллиметрах определяют по эмпирической формуле:

$$d = c\sqrt{S} \quad , \quad (3.21)$$

где S – наибольшее натяжение каната, Н; c – коэффициент выбора кранов и др.

$$c = \sqrt{\frac{z_p}{k'R_o}} \quad , \quad (3.22)$$

где k' – эмпирический коэффициент минимальной разрывной нагрузки каната данной конструкции, приведенной в международном стандарте ИСО 240В (например, для $R_o=1570$ МПа $k' = 0,2948$), R_o – минимальный предел прочности на растяжение проволок каната, МПа.

3.5.2.2. Расчет траверс

Расчет выполняется в соответствии со схемой нагружения траверсы. Для траверсы, работающей на изгиб (рис.3.10,а), находят максимальный изгибающий момент, действующий в центре, равный

$$M = Ga / 2 \quad , \quad (3.23)$$

где G – вес поднимаемого груза; a – длина плеча траверсы, по которому определяют минимальный момент сопротивления поперечного сечения траверсы W_x :

$$W_x = M / R_y \quad , \quad (3.24)$$

где R_y – расчетное сопротивление стали при сжатии, растяжении и изгибе, выбираемое по СНиП П-23-81* [117] (табл. 51) в зависимости от марки стали, формы и толщины стенки проката исходя из нормативного сопротивления по пределу текучести.

По найденному значению W_x подбирают сечение балки для траверсы с моментом сопротивления, большим или равным рассчитанному. Чаще всего траверсы изготавливаются из двутавров, швеллеров, однако возможны и более сложные комбинации профилей.

Для балочной траверсы, работающей на сжатие (рис.3.10,б), сжимающее усилие

$$N = \frac{G}{2} \operatorname{tg} \alpha \quad . \quad (3.25)$$

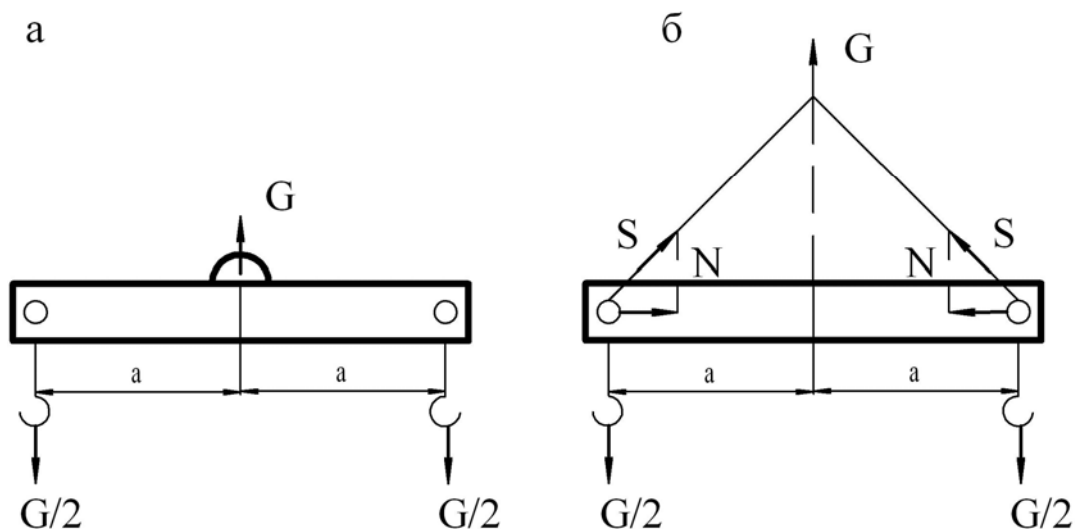


Рис.3.10. Расчетные схемы траверс:
а- работающих на изгиб; б – работающих на сжатие

Балку траверсы проверяют на устойчивость в соответствии со СНиП П-23-81* [117] по формуле:

$$\frac{N}{\varphi A} \leq R_y \gamma_c \quad (3.26)$$

Здесь α – угол наклона каната к вертикали; A – площадь поперечного сечения балки; R_y – расчетное сопротивление стали при сжатии, растяжении и изгибе; γ_c – коэффициент условий работы, принимаемый равным 0,95; φ – коэффициент продольного изгиба, определяемый по табл. 3.10, в зависимости от гибкости траверсы

$$\lambda = \ell / i_{min} \quad (3.27)$$

где ℓ - рабочая длина траверсы, $\ell=2a$ (см.рис.3.10,б); i_{min} – минимальный радиус инерции сечения балки.

Таблица 3.10

Коэффициенты φ продольного изгиба центрально-сжатых элементов

Гибкость λ	Расчетное сопротивление стали элементов R_y , МПа											
	200	240	280	320	360	400	440	480	520	560	600	640
10	0,988	0,987	0,985	0,984	0,983	0,982	0,981	0,980	0,979	0,978	0,977	0,977
20	0,967	0,962	0,959	0,955	0,952	0,949	0,946	0,943	0,941	0,938	0,936	0,934
30	0,939	0,931	0,924	0,917	0,911	0,905	0,900	0,895	0,891	0,887	0,883	0,879
40	0,906	0,894	0,883	0,873	0,863	0,854	0,846	0,849	0,832	0,825	0,820	0,814
50	0,869	0,852	0,836	0,822	0,809	0,796	0,785	0,775	0,764	0,746	0,729	0,712
60	0,827	0,805	0,785	0,766	0,749	0,721	0,696	0,672	0,650	0,628	0,608	0,588
70	0,782	0,754	0,724	0,687	0,654	0,623	0,595	0,568	0,542	0,518	0,494	0,470
80	0,734	0,686	0,641	0,602	0,566	0,532	0,501	0,471	0,442	0,414	0,386	0,359
90	0,665	0,612	0,565	0,522	0,483	0,447	0,413	0,380	0,349	0,326	0,305	0,287
100	0,599	0,542	0,493	0,448	0,408	0,369	0,335	0,309	0,286	0,267	0,250	0,235
110	0,537	0,478	0,427	0,381	0,338	0,306	0,280	0,258	0,239	0,223	0,209	0,197
120	0,479	0,419	0,366	0,321	0,287	0,260	0,237	0,219	0,203	0,190	0,178	0,167
130	0,425	0,364	0,313	0,276	0,247	0,223	0,204	0,189	0,175	0,163	0,153	0,145
140	0,376	0,315	0,272	0,240	0,215	0,195	0,178	0,164	0,153	0,143	0,134	0,126
150	0,328	0,286	0,239	0,211	0,189	0,171	0,157	0,145	0,134	0,126	0,118	0,111
160	0,290	0,244	0,212	0,187	0,167	0,152	0,139	0,129	0,120	0,112	0,105	0,099
170	0,259	0,218	0,189	0,167	0,150	0,136	0,125	0,115	0,107	0,100	0,094	0,089
180	0,233	0,196	0,170	0,150	0,135	0,123	0,112	0,104	0,097	0,091	0,085	0,081
190	0,210	0,177	0,154	0,136	0,122	0,111	0,102	0,094	0,088	0,082	0,077	0,073
200	0,191	0,161	0,140	0,124	0,111	0,101	0,093	0,086	0,080	0,075	0,071	0,067
210	0,174	0,147	0,128	0,113	0,102	0,093	0,085	0,079	0,074	0,069	0,065	0,062
220	0,160	0,135	0,118	0,104	0,094	0,086	0,077	0,073	0,068	0,064	0,060	0,057

3.5.2.3. Расчет гибких строп

Гибкие стропы рассчитываются в соответствии со схемой их нагружения (рис.3.11). Усилие в каждой ветви стропы или отдельном стропе

$$S = \frac{G \cdot k_c}{n \cdot k_n} = \frac{G}{n \cdot \cos \alpha k_n}, \quad (3.28)$$

где k_c – коэффициент, зависящий от угла наклона α ветви стропы к вертикали:

α , град	0	15	30	45	60
k_c	1,00	1,03	1,15	1,42	2,0

n – число ветвей стропы; k_n – коэффициент неравномерности нагрузки на ветви стропы. При числе ветвей $n > 4$ $k_n = 0,75$ при $n < 4$ $k_n = 1,0$.

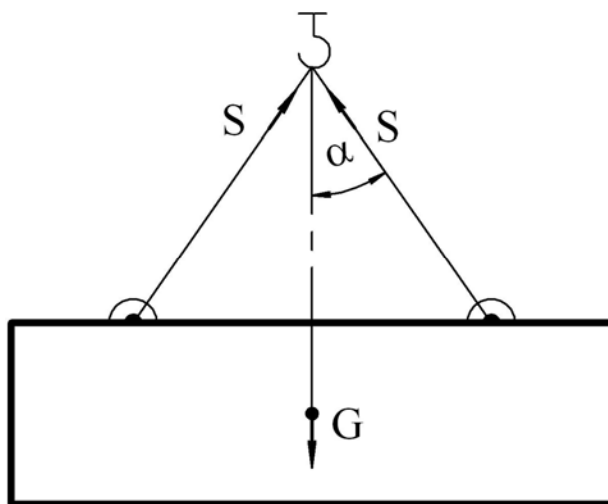


Рис.3.11. Расчетная схема гибкого стропы

Требуемая грузоподъемность равна произведению 5 на число ветвей (строп) n , в соответствии с ней по табл. 3.6, 3.7, 3.8 подбираем стропы с суммарной грузоподъемностью, равной или большей требуемой.

3.5.3. Расчет напряженного состояния труб при погрузочно-разгрузочных и транспортных работах

Вид транспорта и транспортных средств для перевозки труб и трубных секций выбирают с учетом результатов технико-экономических расчетов в зависимости от объема грузов, дальности перевозок, времени года и местных условий.

Выгрузку труб из железнодорожных вагонов следует осуществлять по следующим схемам: вагон – склад - трубовоз или вагон - трубовоз. Первую

схему применяют при массовом поступлении труб и ограниченном числе трубопроводов, вторую схему – при достаточном числе трубопроводов или ограниченной прирельсовой площадке. При разгрузке труб по схеме вагон – трубопровод кран следует располагать, как приведено на рис. 3.11, между разгрузочным вагоном и трубопроводом (штабелем). Расстояние между хвостовой частью поворотной платформы крана и бортом вагона должно составлять не менее 1 м. Максимально допустимое расстояние C между продольной осью крана и боковой стенкой вагона определяют по формуле:

$$C = A_{max} - \Gamma + D_n / 2 , \quad (3.29)$$

где A_{max} – допустимый рабочий вылет крюка крана в зависимости от массы поднимаемой трубы; Γ – ширина вагона; D_n – наружный диаметр разгружаемых труб.

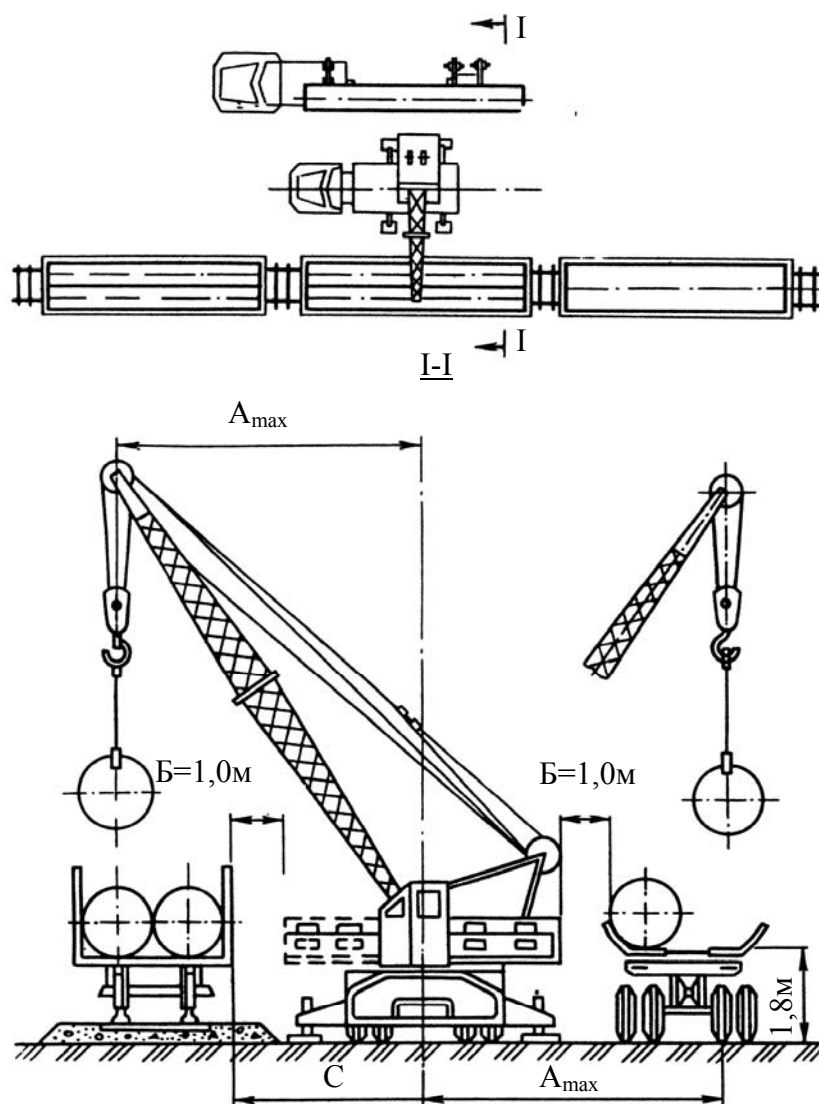


Рис.3.11. Схема выгрузки труб из полувагонов с погрузкой на транспортные средства

Перемещение и укладка труб в штабель выполняются краном-трубоукладчиком. От временных площадок трубы длиной до 12 м перевозят на трубосварочные базы, где их сваривают в секции длиной до 36 м.

Трубы большого диаметра складываются в штабель со смешанными рядами (в «седло») с помощью захватов. Число рядов труб и соответственно высоту штабеля определяют меньшей из следующих двух величин: числом рядов, соответствующим предельной высоте подъема, обеспечиваемой грузоподъемными кранами, и числом рядов, соответствующим предельной нагрузке на трубы нижнего ряда, гарантирующей их хранение без остаточных деформаций. Трубы нижнего ряда укладывают на деревянные подкладки или непосредственно на грунтовую площадку. Площадка складирования должна быть равной и горизонтальной. Для грунтовых площадок допускают угол наклона не более 5°. Трубы при складировании располагают вдоль линии уклона площадки.

Схемное число рядов n_{cx} определяют как промежуточную теоретическую величину по формуле [103] :

$$n_{cx} = 0,45 + 36,51 \cdot 10^3 \cdot \frac{R_2 \cdot \delta_n}{\rho_{cm} D_n^2} , \quad (3.30)$$

где δ_n – номинальная толщина стенки труб, мм; D_n – наружный диаметр труб, мм; ρ_{cm} – плотность материала труб (г/см³); для стали принимается величина 7,85 г/см³; R_2 – расчетное сопротивление материала труб, МПа, равное:

$$R_2 = \frac{m}{K_2 \cdot K_n} R_2^H . \quad (3.31)$$

где m – коэффициент условий работы труб; при хранении труб в штабеле $m=1$; K_2 – коэффициент надежности по материалу; для бесшовных труб из малоуглеродистых сталей $K_2=1,1$; для прямошовных и спиральношовных сварных труб из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением минимальных значений предела текучести и временного сопротивления - $\leq 0,8$ $K_2=1,15$; для сварных труб из высокопрочной стали с тем же отношением $>0,8$ $K_2=1,2$; K_n – коэффициент надежности по назначению труб; при хранении этих труб в штабеле $K_n=1$; R_2^H – нормативное сопротивление материала труб растяжению (сжатию) принимается равным минимальному значению предела текучести σ_m по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Предельно допустимое число рядов труб в штабеле рассчитывают, исходя из условия предотвращения остаточных деформаций по формуле:

$$n \leq \frac{n_{cx}}{K_r \eta K_c} , \quad (3.32)$$

где n_{cx} – схемное число рядов труб, определяемое по формуле (3.30); K_r – коэффициент, учитывающий реальные геометрические параметры штабеля; для горизонтальных площадок с твердым покрытием $K_r=1,04$; для грунтовых площадок $K_r=1,20$; η – коэффициент опорной схемы; при опирании нижнего ряда труб непосредственно на грунтовую площадку $\eta=1$; при опирании труб на подкладки $\eta=1,1$; K_c – коэффициент, учитывающий дополнительную нагрузку от снега и обледенения; при хранении труб в штабеле в летний период $K_c=1$, в зимний период $K_c=1,05$; в особых случаях нормативную снеговую нагрузку и нагрузку от обследования следует определять согласно СНиП 2.01.07-85* [112].

В качестве допустимого числа рядов принимается ближайшее меньшее целое значение n .

При опирании нижнего ряда труб на подкладки выполняют проверочный расчет допустимости расстояния между ними:

$$\frac{L-1}{B-1} \leq 3D_n, \quad (3.33)$$

где L – длина трубы, м; B – число подкладок под трубами нижнего ряда.

При складировании труб, имеющих изоляционное покрытие, конструкцию и число подкладок выбирают в соответствии с расчетом изоляционного покрытия на смятие. Кроме того, выполняют проверочный расчет на смятие изоляционного покрытия соприкасающихся труб.

Высоту штабеля труб определяют по формуле:

$$H = D_n(0,866n + 0,134). \quad (3.34)$$

От временных площадок трубы длиной до 12 м перевозят на трубосварочные базы, где их сваривают в секции длиной до 36 м.

Погрузку секций труб на плетевозы и разгрузку их на трассе выполняют трубоукладчики, тип которых подбирают по массе секции и грузоподъемности трубоукладчика с учетом вылета стрелы. Погрузка секции на плетевоз (рис. 3.12) может выполняться двумя методами – перехватом и натаскиванием.

Наиболее трудоемкая операция – транспортировка длинномерных трубных секций. Необходимая ширина дороги в зоне поворота при транспортировке таких секций определяется, исходя из вписываемости транспортных машин в прямоугольный поворот (рис.3.13, 3.14). Допускаемая величина заднего свеса секций при перевозке их пересеченной местности не должна превышать размеров, указанных на рис.3.15.

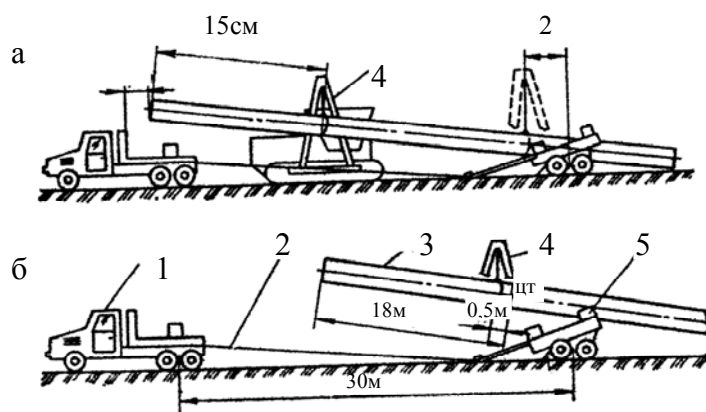


Рис.3.12. Схема погрузки трубных секций на плетевоз:
а – методом перехвата; б – методом натаскивания; 1 – тяговый автомобиль; 2 – шлейф; 3 – трубная секция; 4 – трубоукладчик; 5 – прицеп роспуск; 6 – тормозной башмак

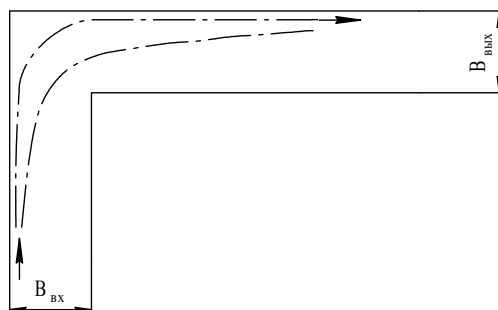


Рис.3.13. Габаритная полоса движения плетевоза на повороте:
1 – траектория движения тягача; 2 – траектория движения прицепа; $V_{вх}$, $V_{вых}$ – ширина соответственно входного и выходного проездов

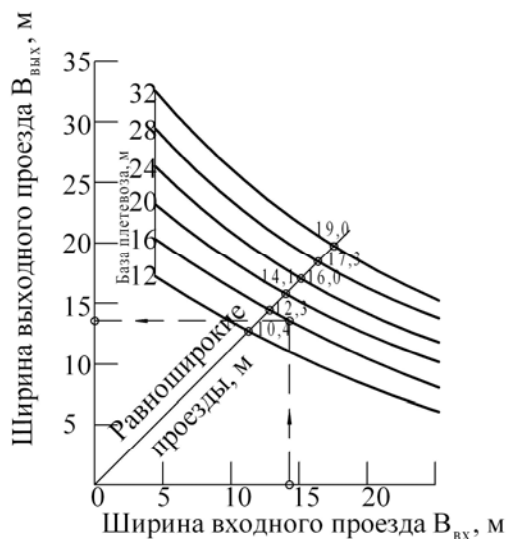


Рис.3.14. Номограмма для определения ширины полотна дороги на повороте 90°

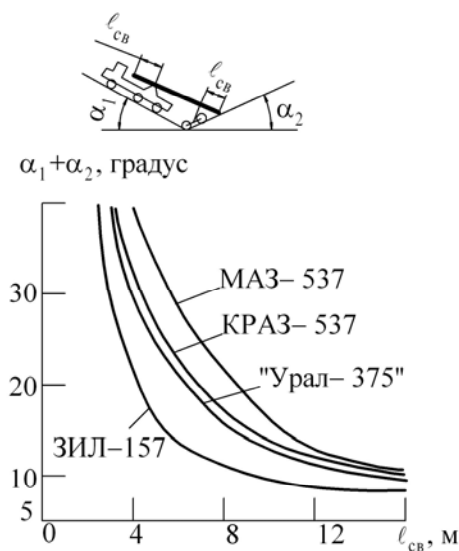


Рис.3.15. Зависимость допустимой величины заднего свеса от профиля дороги

Привезенные на трассу секции разгружают с плетевозов методом перехвата в два приема: сначала один конец секции опускают на землю вблизи колес прицепа или автомобиля, затем трубоукладчик продвигается вдоль секции на 2-3 м дальше ее середины, приподнимает другой конец секции и, подтянув на себя, протаскивает ее на место укладки вперед или назад и раскладывает вдоль трубопровода на расстоянии 1,5-3 м от нее. Трехтрубные секции длиной 36 м укладывают вдоль трассы из расчета 29 секций на 1 км, как правило, под углом 15-20° к оси трубопровода, обеспечивая при этом удобство строповки и монтажа и свободного маневрирования при работе машин.

Трубоукладчики, предназначенные для работы с изолированными трубами, должны иметь стрелы, частично облицованные эластичными накладками.

Техническая характеристика, некоторой подъемной техники, используемой при выполнении погрузочно-разгрузочных и транспортных работ приведена на рис.3.16.

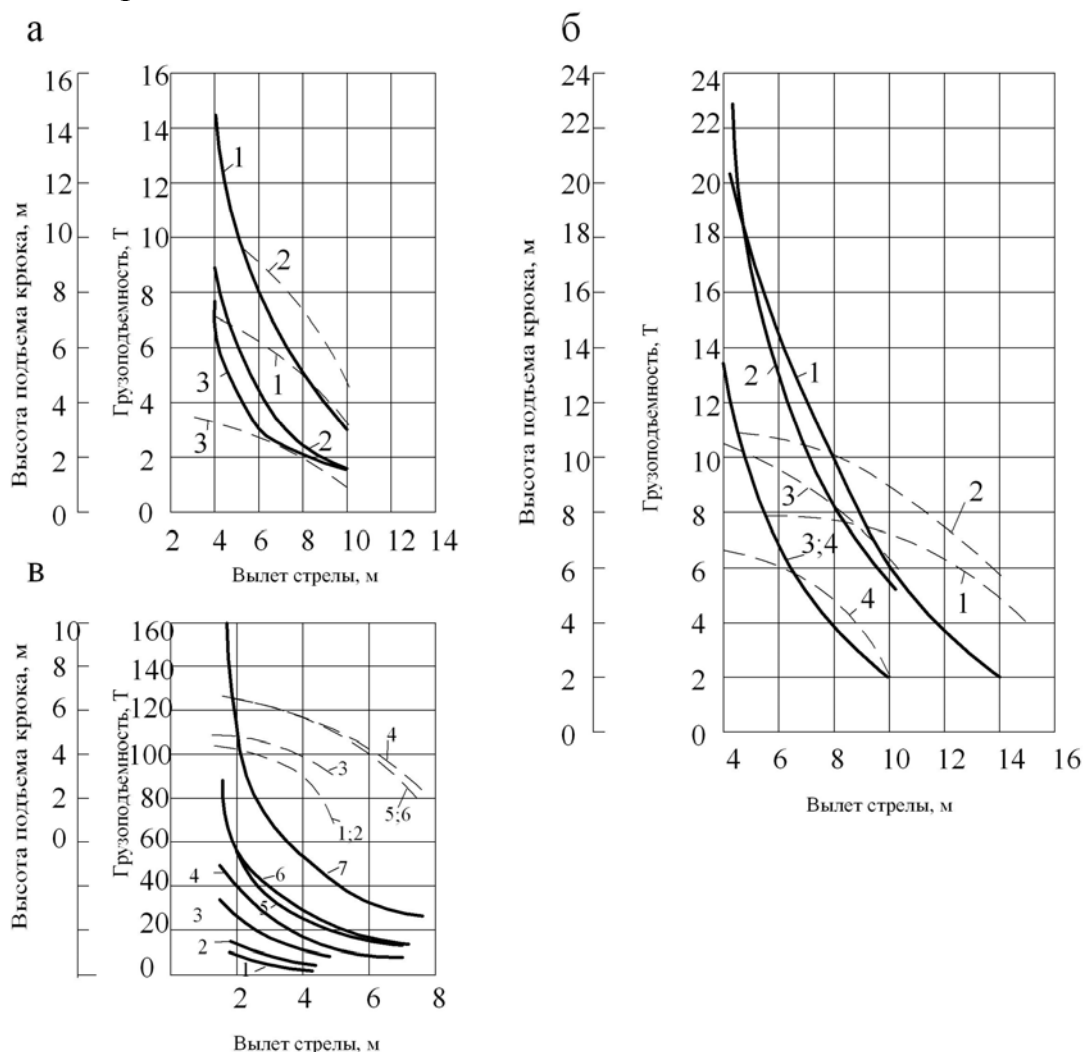


Рис.3.16. Зависимость грузоподъемности и высоты подъема крюка от вылета стрелы:

а – автомобильных кранов; 1 – КС-4561(К-162); 2 – КС-3561А(К-1014); 3 – КС-3562А(К-1015); б – пневмоколесных кранов; 1 – КС-5363; 2 – КС-5361(К-255); 3 – КС-4362(К-166); 4 – К-161; в – кранов-трубоукладчиков; 1 – Т-1224; 2 – Т-1530; 3 – Т-3560; 4 – ТГ-502; 5 – К-594; 6 – D-355S; 7 – R-591; - - - - высота подъема крюка; ———— грузоподъемность

При выполнении погрузочно-разгрузочных и транспортных работ, как в отдельных трубах, так и в секциях труб возникают напряжения от изгиба в процессе их выгрузки из полувагонов, погрузки на трубовозы и плетевозы, а также при транспортировке. Применительно к выгрузке и погрузке труб и секций могут быть две расчетные схемы (рис.3.17 а, б), при этом максимальные изгибающие моменты имеют место в середине пролета ℓ

$$M_{max} = q_{mp} \ell^2 / 8 , \quad (3.35)$$

а максимально возможная длина трубы или секции при выполнении данных операций определится из выражения:

$$\ell_{max} = \sqrt{8W \cdot R_2 / q_{mp}} , \quad (3.36)$$

где R_2 – расчетное сопротивление трубной стали; q_{mp} – расчетный вес единицы длины трубы.

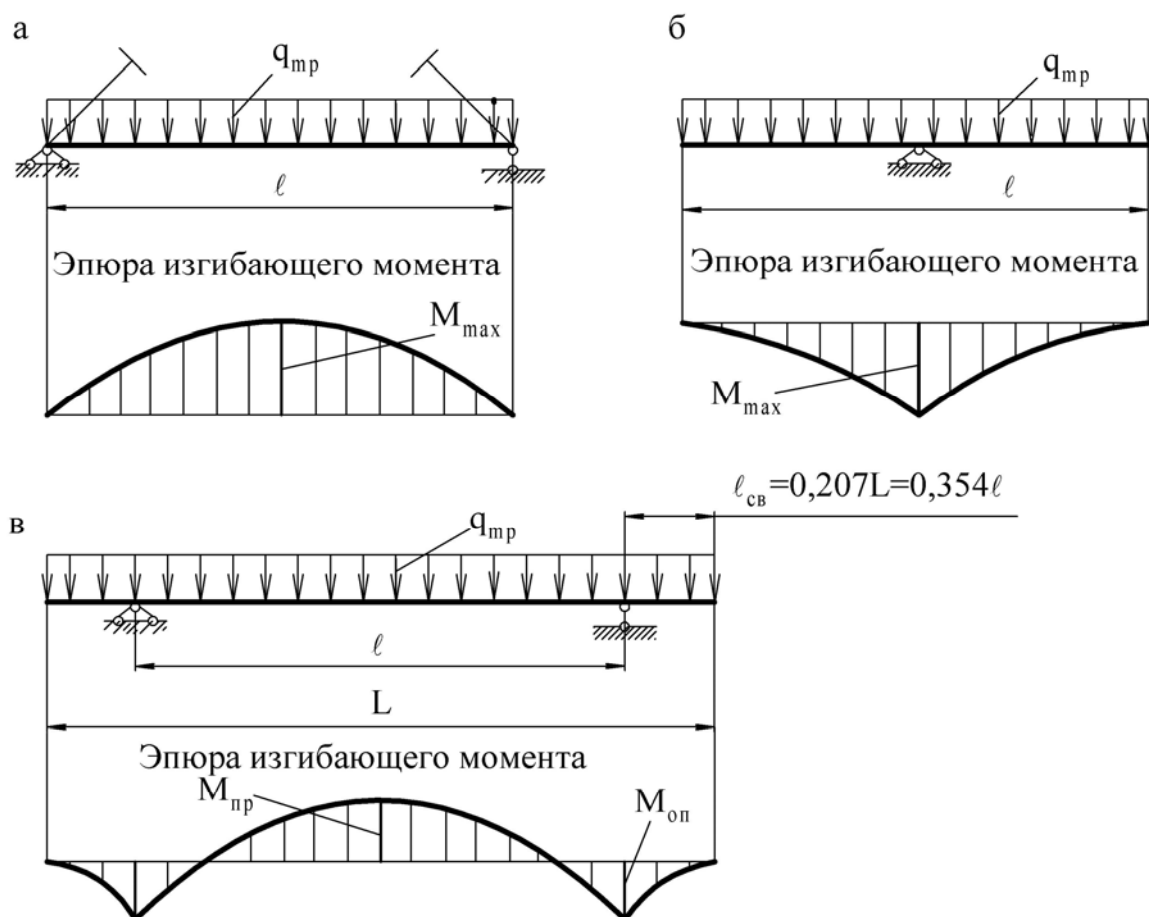


Рис.3.17. Расчетные схемы при производстве погрузочно-разгрузочных и транспортных работ:

а – при строповке за концы трубы или секции; б – при строповке за середину трубы или секции; в – при транспортировке на плетевозах

При транспортировке плетевозами секций оптимальное положение трубы относительно точек опирания на тягаче и прицепе определяется из условия равенства пролетного M_{np} и опорного M_{on} изгибающих моментов (рис.3.17, в)

$$M_{np} = |M_{on}| = q_{mp} \ell^2 / 16 \quad . \quad (3.37)$$

Это условие выполняется, если величина переднего и заднего свесов

$$\ell_{св} = 0,354\ell = 0,207L \quad . \quad (3.38)$$

Максимально возможная длина между коником и роспуском при выполнении данной операции

$$\ell_{max} = \sqrt{\frac{16WR_2}{q_{mp}}} \quad . \quad (3.39)$$

3.5.4. Определение количества транспортных средств

При строительстве линейной части магистральных трубопроводов приходится выполнять большой комплекс транспортных работ, связанных с перевозкой отдельных труб и секций, запорной арматуры и других строительных материалов; при этом значительная часть этих работ приходится на доставку отдельных труб и секций на трубосварочные базы и на трассу.

Необходимое число трубовзов можно определить следующим образом:

$$T_p = \left(\frac{S_{zp}}{v_{cp.zp}} + \frac{S_{nop}}{v_{cp.nop}} \right) + t_n + t_n k_{np} \quad , \quad (3.40)$$

где S_{zp} – длина пути груженого трубовоза; S_{nop} – длина пути порожнего трубовоза; $v_{cp.zp}$ – средняя скорость груженого трубовоза (табл.3.12); $v_{cp.nop}$ – средняя скорость порожнего трубовоза; t_n , $t_с$ – время, затрачиваемое соответственно на погрузку и выгрузку; k_{np} – коэффициент, учитывающий возможные простои $k_{np}=1,2-1,3$.

Число рейсов одного трубовоза в сутки

$$N_1 = \frac{T_{сут}}{T_p} \quad , \quad (3.41)$$

где $T_{сут}$ – часы работы трубовоза в сутки.

Общее число необходимых рейсов для перевозки среднего числа поступающих в сутки труб

$$N_p = Q_{cp} / q_p , \quad (3.42)$$

где Q_{cp} – среднее число труб (плетей), поступающих на железнодорожную станцию (на трассу); q_p – число труб (плетей), перевозимых трубовозом (плетевозом) за один рейс.

Таблица 3.12

Средняя скорость груженого трубовоза, км/ч

Тип дороги	Равнина	Всхолмленная местность
Асфальт	40-45	30-40
Автогрейдерная гравийная	30-40	25-30
Автогрейдерная грунтовая сухая	25-30	20-25
Грунтовая увлажненная	до 15	до 10
Сыпучий песок	до 10	до 10
Снег неуплотненный	5	5

Необходимое число трубовозов (плетевозов)

$$n_{cp} = N_p / N_1 . \quad (3.43)$$

3.6. Земляные работы

При строительстве трубопроводов земляные работы включают отрывку линейных траншей, обратную засыпку траншей и рекультивацию земель. Параметры земляных сооружений, применяемых при строительстве магистральных трубопроводов (ширина, глубина и откосы траншей, сечение насыпи и крутизна её откосов и др.), устанавливают в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий и определяют проектом.

3.6.1. Параметры разрабатываемых траншей

Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливаются в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* [114] глубина траншеи для трубопроводов диаметром менее 1000 мм принимается не менее $h_T = D_n + 0,8$ м, для трубопроводов диаметром 1000 мм и более – не менее $h_T = D_n + 1,0$ м. Ширина траншеи по дну для трубопроводов диаметром до 700 мм принимается не менее $B = D_n + 0,3$ м, для трубопроводов диаметром 700 мм и более – не менее $B = 1,5 \cdot D_n$. Для трубопроводов диаметром 1200 и 1400 мм при рытье траншей с откосами круче 1:0,5 ширину траншеи по дну допускается уменьшать до $B = D_n + 0,5$ м.

Профиль траншеи в соответствии со СНиП 12-04-2002 [120] может быть прямоугольным или трапецеидальным (см. рис. 3.18, а, в). Выбор профиля зависит от вида грунта, глубины траншеи, типа применяемых экскаваторов. Так, в суглинках и глинах при глубине траншеи до 1,5 м допускается прямоугольный профиль с откосами 1:0, в остальных случаях крутизна откосов изменяется от 1:0,25 до 1:1,25 (табл.3.13). При отрывке траншеи роторным экскаватором с откосниками формируется комбинированный профиль траншеи (см. рис.3.18,б).

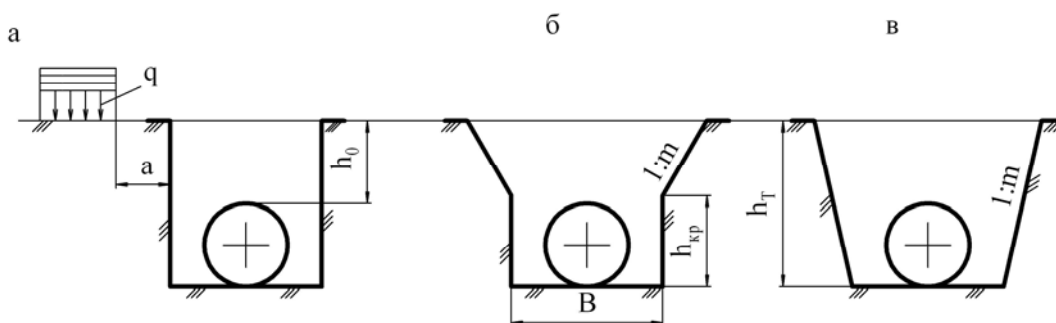


Рис.3.18. Профили траншей:

а – с вертикальными откосами; б – комбинированная; в – с наклонными откосами

Обеспечение устойчивости откосов крайне важно во всех случаях, когда работы выполняются в котловане или траншее с вертикальными стенками. При этом всегда возникает вопрос, до какой глубины можно сохранять вертикальный откос без применения ограждающих конструкций.

Критическая глубина траншеи, на которой удерживается вертикальный откос, определится в соответствии с теорией механики грунтов следующим выражением:

$$h_{кр} = \frac{2c_{зр}}{\gamma_{есм} \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2}\right)} - \frac{q}{\gamma_{есм}}. \quad (3.44)$$

Из формулы (3.44) видно, что при $c_{зр} = 0$ $z_{кр} = 0$. Следовательно, в мало связных грунтах, например, песчаных, котлованы и траншеи нужно (и можно) разрабатывать только с наклонными стенками или, если есть необходимость в вертикальном откосе, устанавливать крепления.

Крутизна откосов траншей

№№ пп	Виды грунтов	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м, не более		
		1,5	3,0	5,0
1	Насыпные неслежавшиеся	1:0,67	1:1	1:1,25
2	Песчаные	1:0,5	1:1	1:1
3	Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
4	Суглинок	1:0	1:0,25	1:0,75
5	Глина	1:0	1:0,5	1:0,5
6	Лессовые	1:0	1:0,5	1:0,5

Примечания:

1. При напластовании различных видов грунта крутизну откосов назначают по наименее устойчивому виду от обрушения откоса.

2. К неслежавшимся насыпным относятся грунты с давностью отсыпки до двух лет - для песчаных; до пяти лет – для пылевато-глинистых грунтов.

Если же сцепление $c_{zp} \neq 0$, но на поверхности грунта у бровки откоса имеется нагрузка q (например, работающий экскаватор), то в зависимости от значения c_{zp} , предельное значение нагрузки q должно быть менее, чем

$$q_{np} = \frac{2c_{zp}}{\operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2}\right)} . \quad (3.45)$$

При $q=q_{np}$ критическая высота вертикального откоса $h_{кр}=0$.

При условии работающей вблизи отрытой траншеи техники (см.рис.3.18,а) в работе [9] получено следующее выражение критической глубины вертикального откоса:

$$h_{кр} = \frac{2c_{zp}}{\left[\gamma_{есм} + \frac{q}{a \left[\operatorname{tg}\left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2}\right) - \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2}\right) \right]} \right]} - \frac{\gamma_{есм} \operatorname{atg} \varphi_{zp}}{\gamma_{есм} + \frac{q}{a \left[\operatorname{tg}\left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2}\right) - \operatorname{tg} \varphi_{zp} \right]}} + \operatorname{atg} \varphi_{zp} . \quad (3.46)$$

В формулах (3.44) – (3.46):

$\gamma_{ест}$ – удельный вес грунта в естественном состоянии; $c_{гр}$ – сцепление грунта; $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта; a – расстояние от края вертикального откоса до гусеницы трубоукладчика; q – давление от гусениц трубоукладчика.

Согласно СНиП 12-03-2001 [119] перемещение, установка и работа машины, транспортного средства вблизи выемок (котлованов, траншей, канав и т.п.) с неукрепленными откосами разрешаются только за пределами призмы обрушения грунта на расстоянии, установленном организационно-технологической документацией.

При отсутствии соответствующих указаний в проекте производства работ минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины допускается принимать по таблице 3.14.

Таблица 3.14

Рекомендуемые расстояния a

Глубина выемки, м	Грунт ненасыпной			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
	Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м			
1,0	1,5	1,25	1,00	1,00
2,0	3,0	2,40	2,00	1,50
3,0	4,0	3,60	3,25	1,75
4,0	5,0	4,40	4,00	3,00
5,0	6,0	5,30	4,75	3,50

3.6.2. Выбор землеройной техники и технологии производства работ

Методы разработки траншей определяют в зависимости от заданных размеров и профиля, вида и состояния грунтов, характера рельефа местности, степени обводненности участка, наличия соответствующих комплексов землеройных машин и технико-экономических показателей их применения. Классификация грунтов по трудности их разработки основными землеройными машинами приведена в табл. 3.15.

Основу отраслевого парка землеройных машин составляют одноковшовые экскаваторы мощностью до 95,6 кВт с вместимостью ковша 0,65-1 м³, роторные траншейные экскаваторы мощностью 55,2-220,7 кВт, бульдозеры и бульдозеры-рыхлители мощностью 79,4-301,6 кВт.

По принятой традиционной технологии сооружения линейной части магистральных трубопроводов экскаваторы используют преимущественно при разработке траншей, бульдозеры-рыхлители – на подготовительных,

вспомогательных работах, засыпке и дифференцированных методах разработки траншей.

Траншеи для магистральных трубопроводов в нормальных гидрогеологических условиях на прямолинейных и криволинейных участках по упругому изгибу в грунтах до V категории включительно в не мерзлых и мерзлых грунтах без крупных включений разрабатывают роторными экскаваторами.

Таблица 3.15

Классификация грунтов по трудности разработки различными машинами

Грунты	Группа грунтов по трудности разработки				
	экскаваторами		бульдозерами	скреперами	грейдерами и автогрейдерами
	одноковшовыми	многоковшовыми			
1	2	3	4	5	6
Галька и гравий размеров, мм: до 80	I	II	II	II	II
более 80 с примесью булыг	II	-	-	-	-
Гипс мягкий	IV	-	-	-	-
Глина: жирная мягкая или насыпная слежавшаяся с примесью щебня, гравия и булыг 10%	II	II	II	II	II
то же >10%	III	-	II	II	III
мореная с валунами до 30%	IV	-	III	-	III
сланцевая	IV	-	III	-	III
твердая	IV	-	III	-	III
тяжелая ломовая	III	-	III	-	III

1	2	3	4	5	6
Грунт растительного слоя без корней и с корнями с примесью гравия, щебня или строительного мусора	II	-	I	I	-
Лёсс:					
естественной влажности, рыхлый, с примесью гравия и гальки	I	II	I	I	I
отвердевший	IV	-	III	II	II
Мел мягкий	IV	-	-	-	-
Мерзлые грунты песчаные и супесчаные, предварительно разрыхленные	II	-	III	-	-
Мерзлые грунты глинистые и суглинистые, предварительно разрыхленные	V	-	III	-	-
Опоки	IV	-	-	-	-
Песок всех видов (кроме сухого, сыпучего барханного и дюнного), в том числе с примесью щебня, гравия и гальки	I	II	II	II	II-III
Скальные грунты, предварительно разрыхленные	IV	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6
Скальные грунты, не требующие разрыхления	IV	-	-	-	-
Солончак и солонец:					
мягкий	I	II	I	I	I
отвердевший	III	-	III	II	II
Суглинок легкий и лёссовидный тяжелый, а также всех видов с примесью гравия, щебня, булыг и строительного мусора	II	II	II	II	II
Супесок всех видов, в том числе с примесью щебня, гравия, строительного мусора или булыг	I	II	II	II	II
То же >10%	I	-	II	-	II
Строительный мусор:					
рыхлый и слежавшийся	II	-	III	-	II
сцементированный	III	-	III	-	-
Торф:					
без корней и с корнями толщиной до 30 мм	I	I	I	I	I
с корнями толщиной более 30 мм	III	-	I	I	-
Трепел слабый	IV	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6
Чернозем и каштановые земли:					
естественной влажности	I	I	I	I	I
отвердевшие	II	II	III	II	III
Щебень всякий, а также с примесью булыг	II	-	III	-	-
Пески сухие сыпучие (барханные и дюнные)	Вне группы	-	III	Вне группы	-

В переувлажненных сыпучих грунтах, в местах переходов и на участках малых радиусов кривизны используют менее производительные одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой. Рытье траншей по трассе должно выполняться с опережением изоляционно-укладочных работ на 2-8 км. Разрывы между граничащими захватками (перемычки) устраняются одноковшовыми экскаваторами.

В наиболее благоприятных условиях (при коэффициенте сменности 1,4) дневная производительность разработки траншей под трубопроводы диаметрами 1220-1420 мм достигает роторным экскаватором 500 м, одноковшовым экскаватором 100 м. Каждый из применяемых экскаваторов в отдельности не может обеспечить возрастающие темпы строительства, поэтому используют различные комплекты машин [97,98].

Во избежание непроизводительных затрат и повышения темпа земляных работ в 1,5-3 раза рекомендуются три дифференцированных способа разработки траншей при следующих комплектах машин:

для первого способа – одноковшовые экскаваторы и бульдозеры; для второго способа – роторные экскаваторы и бульдозеры; для третьего способа – роторные экскаваторы (рис.3.19, 3.20).

Эффективность, например, первого дифференцированного способа разработки траншеи подтверждается графиком расчета производительности, приведенном на рис.3.21.

Засыпка траншей производится бульдозерами и специальными траншеезасыпателями роторного или шнекового типа.

При разработке и засыпке траншей для пересчета объемов работ разрыхленного грунта на объем в плотном состоянии при невозможности замера последнего. Грунт замеряется и оплата производится как за его разработку в плотном теле.

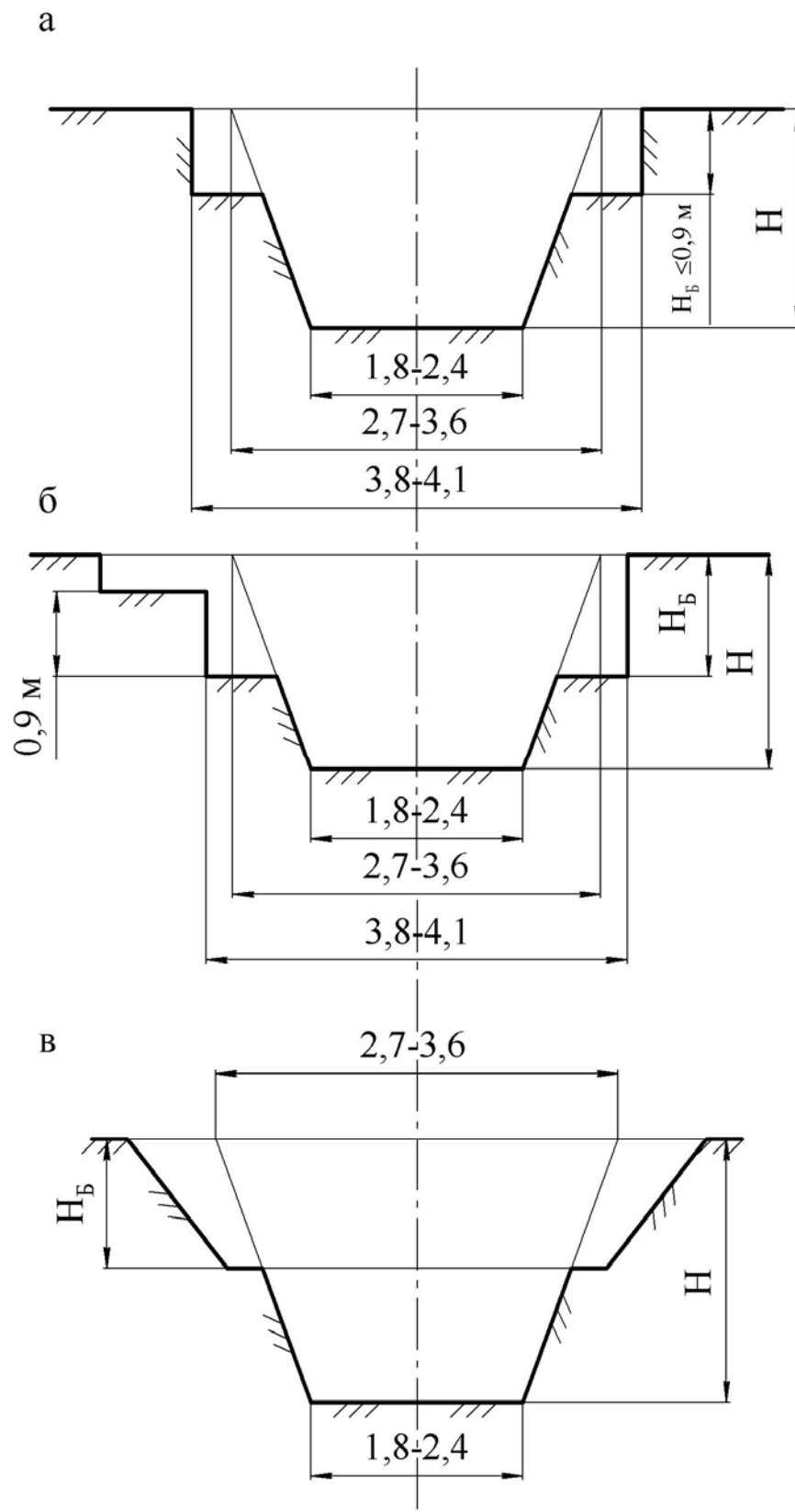


Рис.3.19. Профили траншей, разрабатываемых дифференцированно бульдозером и одноковшовыми экскаваторами:
а – пионерная траншея глубиной до 0,9 м разрабатывается продольными проходами бульдозера-рыхлителя; б – пионерная траншея глубиной более 0,9 м разрабатывается продольными проходами бульдозера-рыхлителя; в – пионерная траншея разрабатывается поперечными проходами бульдозера рыхлителя (размеры в м)

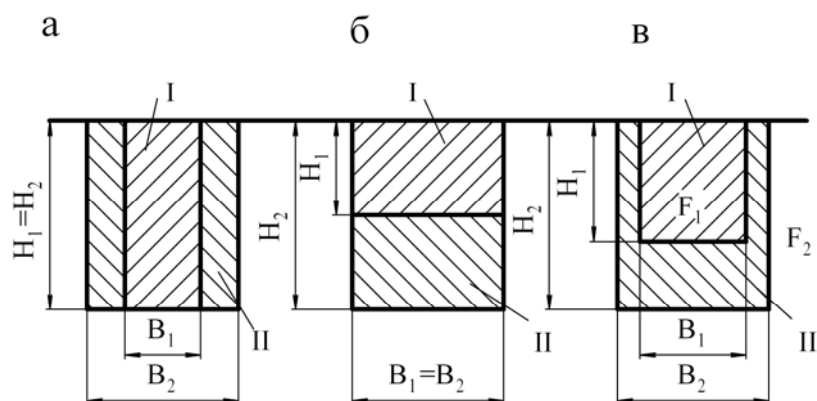


Рис.3.20. Поперечное сечение траншей, разрабатываемых роторными экскаваторами дифференцированным способом:
а – пионерная траншея шириной $B_1 = 1/2 B_2$; глубиной $H_2 = H_1$; площади сечений $F_1 \approx F_2$; б – пионерная траншея шириной $B_1 = B_2$; глубиной $H_2 = 1/2 H_1$; площади сечений $F_1 \approx F_2$; в – пионерная траншея шириной $B_1 < B_2$; глубиной $H_1 < H_2$; площади сечений $F_1 \approx F_2$; I – разработка пионерной траншеи первым роторным экскаватором; II – разработка траншеи до проектных размеров вторым роторным экскаватором

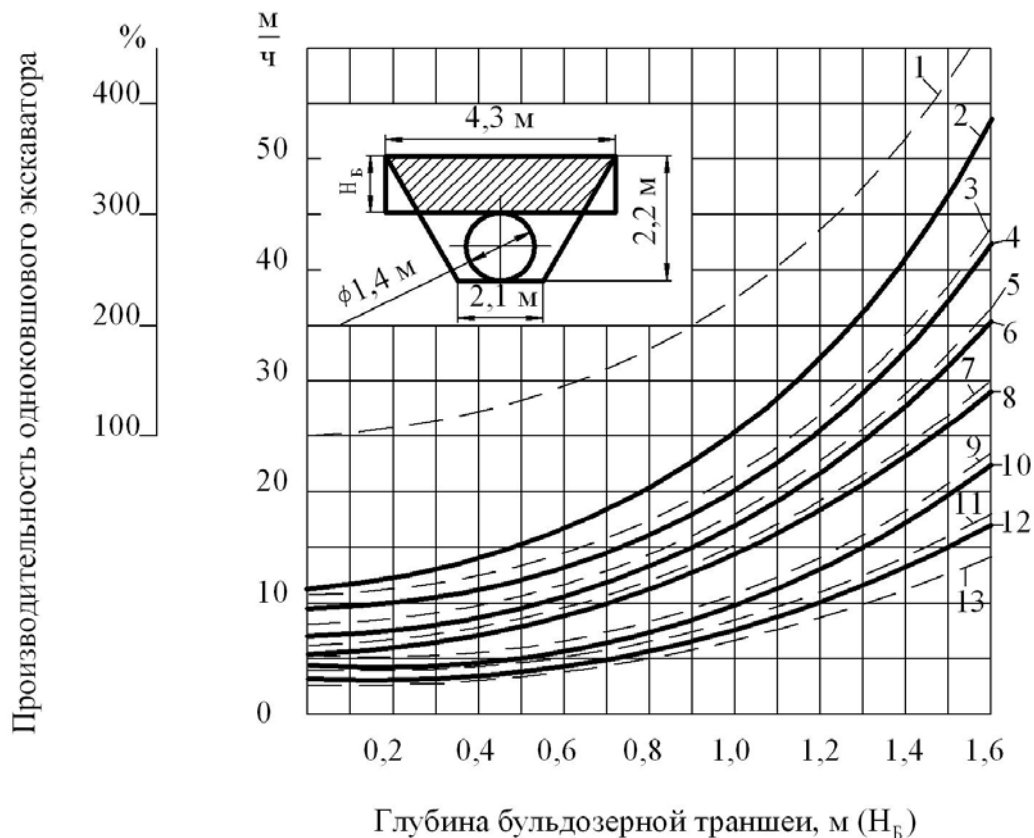


Рис.3.21. Изменение линейной производительности одноковшового экскаватора ЭО4121 в зависимости от глубины пионерной траншеи (H_b), разрабатываемой бульдозером:

- для экскаватора с ковшом вместимостью 1 м^3 ;
- - - для экскаватора с ковшом вместимостью $0,65 \text{ м}^3$;
1 – для всех групп грунтов, %; 2-3 – для грунтов I группы; 4-5 – для грунтов II группы; 6-7 – для грунтов III группы; 8-9 – для грунтов IV группы; 10-11 – для грунтов V группы; 12-13 – для грунтов VI группы

Различают два вида разрыхления: первоначальное и остаточное. Первоначальное разрыхление образуется в момент разработки грунтов, а остаточное остается в земляном сооружении после уплотнения его естественным путем (табл.3.16).

Таблица 3.16

Разрыхление грунтов

Грунты	Первоначальное, %	Остаточное, %
Галька	26-32	6-9
Глина ломовая	26-32	6-9
Глина:		
мягкая, жирная	24-30	4-7
мореная	26-32	6-9
сланцевая	26-32	6-9
Гравий мелкий и средний	14-23	1,5-5
Грунт растительного слоя:		
без корней	20-30	3-4
с корнями или примесями	14-28	1,5-5
Лёсс:		
нормальной влажности	14-28	1,5-5
сухой	24-30	4-7
Мергель	33-37	11-15
Опоки	33-37	11-15
Песок:		
без примесей	8-17	1,2-5
с примесью щебня и гравия	14-28	1,5-3
Грунты	Первоначальное, %	Остаточное, %
Разборная скала	30-45	10-20
Скальные разрыхленные грунты	45-50	20-30
Солонец и солончак мягкие	14-28	1,5-5
Суглинок:		
легкий и лёссовидный	14-28	1,5-5
с примесью щебня и гравия	26-32	6-9
Суглинок тяжелый	24-30	4-7

Суглинок:		
с примесью щебня и гравия	8-17	1-2,5
с примесью гравия и щебня	14-28	1,5-5
Торф	20-30	3-4

Подсчет объема земляных работ при отрывке траншей производится по формуле:

$$V = L_T \cdot S_T \quad , \quad (3.47)$$

где L_T – длина разрабатываемой траншеи; S_T – площадь поперечного сечения траншеи.

Установочная мощность N (в кВт) землеройной машины или колонны зависит от параметров грунта и требуемой технической производительности:

$$N = k_y k_\epsilon k_p S_T \cdot v / 3600 \quad , \quad (3.48)$$

где k_y – коэффициент, учитывающий отношение времени копания к времени рабочего цикла, равный для одноковшовых экскаваторов $k_y=0,5 - 0,8$, для бульдозеров $k_y = 0,3 - 0,9$, для роторных экскаваторов $k_y=1,0$; k_ϵ – коэффициент, учитывающий расход мощности на вспомогательные механизмы, равные для одноковшового экскаватора и бульдозера $k_\epsilon = 0,2 - 0,5$, для роторного экскаватора $k_\epsilon = 0,6 - 0,8$; k_p – удельное сопротивление резанию и копанию (табл.3.17); v – скорость разработки траншеи, м/ч.

Таблица 3.17

Удельное сопротивление резанию и копанию k_p , кПа

Категория грунта	Число ударов плотномера ДОРНИИ	Бульдозер	Экскаватор с обратной лопатой	Роторный экскаватор
I	1-4	20-85	30-80	70-230
II	5-8	58-210	70-160	210-400
III	9-16	160-300	120-250	380-660
IV	17-34	260-440	220-360	650-800
V	35-70	330-600	330-550	800-1200
VI	70-140	480-850	430-750	1000-2200

Производительность техники при выполнении земляных работ определяется следующим образом.

Одноковшовые экскаваторы

Производительность экскаватора зависит от конструктивных качеств машины, уровня организации производства земляных работ, состояния и качества грунта и забоя, квалификации машиниста, качества системы управления экскаватора и др.

Техническая производительность экскаватора – это его максимально возможная производительность при непрерывной работе в определенных условиях, которые учитываются коэффициентами: наполнения ковша, влияния разрыхления грунта и влияния продолжительности цикла.

Для определения *технической* производительности одноковшового экскаватора пользуются формулой [59]:

$$П_T^o = qn k_n \frac{1}{k_p} . \quad (3.49)$$

где $П_T^o$ – техническая производительность, м³/ч; q – геометрическая емкость ковша, м³; $n = 3600/t_n$ – число циклов за 1 ч работы; t_n – продолжительность цикла по хронометражным наблюдениям, с; k_n – коэффициент наполнения ковша грунтом ($k_n = 0,6 - 1,2$); k_p – коэффициент разрыхления грунта (табл.3.18).

Теоретическая продолжительность цикла

$$t_{ц} = t_k + t_n + t_{\epsilon} + t_n^n , \quad (3.50)$$

где t_k – продолжительность копания; t_n – продолжительность поворота на выгрузку; t_{ϵ} – продолжительность выгрузки; t_n^n – продолжительность поворота в забой.

Ориентировочные значения продолжительности цикла одноковшового экскаватора приведены в табл. 3.19.

Эксплуатационную производительность того же экскаватора определяют по формуле:

$$П_{\epsilon} = П_T k_{\epsilon} , \quad (3.51)$$

где $П_{\epsilon}$ – эксплуатационная производительность, м³/ч; k_{ϵ} – коэффициент использования машины по времени ($k_{\epsilon} = 0,8 - 0,85$).

Таблица 3.18

Коэффициент разрыхления грунтов

Грунт	Категория грунта	Коэффициент разрыхления грунта	
		первоначального	остаточного
Песок-супесок	I	1,08-1,17	1,01-1,02
Растительный грунт и торф	I	1,2-1,3	1,03-1,04
Лёссовидный суглинок, рыхлый, влажный лёсс, гравий до 15 мм	II	1,14-1,28	1,02-1,05
Ломовая глина, суглинок со щебнем	III	1,26-1,32	1,06-1,09
Отвердевший лёсс, мягкий мергель	IV	1,33-1,37	1,11-1,15
Крепкий мергель, мягкий трещиноватый скалистый грунт	V	1,3-1,45	1,1-1,2
Разборная скала и руда	VI	1,4-1,54	1,2-1,3

Таблица 3.19

Ориентировочная продолжительность цикла работы одноковшового экскаватора, с

Объем ковша экскаватора, м ³	В отвал		В транспорт	
	прямая лопата	драглайн	прямая лопата	драглайн
0,15	13,6–15	17–18	14–16	18–20
0,3	11–15	15–18	11,5–16	17–21
0,65	12–15	14–21	12,5–18	26–25
1	20–22	23–25	21–23	24–25
1,25	14–20	17–27	15–21	18–28
2	22–24	25–27	24–26	27–29
2,5	22–23	32–34	23–25	34–36

Роторные экскаваторы

Техническая производительность роторного траншейного экскаватора определяется возможной производительностью его рабочего органа и мощностью установленного на нем двигателя. Максимально возможная производительность ротора экскаватора, м³/ч, составляет:

$$\Pi_T^p = \frac{60q_k z_k n k_n}{k_p}, \quad (3.52)$$

где q_k – вместимость ковша, м³; z_k – число ковшей; n – частота вращения ротора, об/мин; k_p – коэффициент разрыхления грунта (значения k_p приведены в табл. 3.18); k_n – коэффициент наполнения ковшей.

Для грунтов категории I коэффициент k_n составляет 0,9-1,2, категории II – 0,8-1,1, категории III – 0,75-1, категории IV – 0,7-0,9.

Скорость рабочего хода, м/ч, роторного траншейного экскаватора

$$v_{px} = \frac{\Pi_T}{B \cdot h_T}, \quad (3.53)$$

где Π_T – техническая производительность экскаватора, м³/ч; B – ширина траншеи, м; h_T – глубина траншеи, м.

Бульдозеры и рыхлители

На базовой машине, гусеничном тракторе 3 (рис. 3.22) могут быть установлены бульдозерное 1 и рыхлительное 5 оборудование. Для изменения положения навесного рабочего оборудования служат гидроцилиндры 2 и 4.

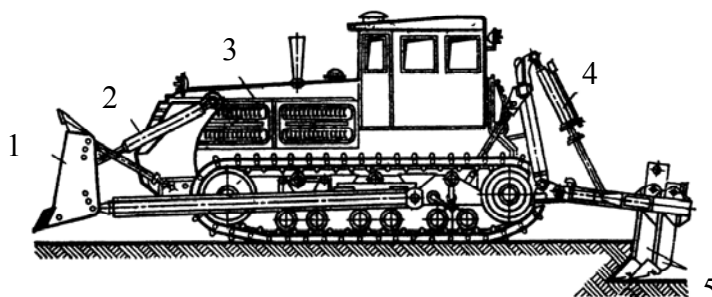


Рис.3.22. Навесное оборудование бульдозера и рыхлителя на гусеничном тракторе

Техническую производительность бульдозера, м³/ч, при разработке и перемещении грунта определяем по формуле [59]:

$$\Pi_T^B = 0,5abh \Psi n \frac{1}{k_p} , \quad (3.54)$$

где $a = h / \operatorname{tg} \varphi$ – ширина призмы грунта впереди отвала, м; b, h – длина и высота отвала, м; φ – угол естественного откоса грунта в движении, град; Ψ – коэффициент, учитывающий потери грунта, принимается равным $1 - 0,005L$; L – дальность перемещения грунта, м; $n = 3600/t_u$ – число циклов за 1 час работы: $t_u = t_1 + t_2 + t_3 + t_4$ – продолжительность цикла, с; $t_1 = \ell_1/v_1$ – время резания грунта, с; ℓ_1 – длина пути резания (обычно 6 – 15 м); v_1 – скорость движения трактора при резании грунта, м/с; $t_2 = \ell_2/v_2$ – время перемещения грунта, с; ℓ_2 – путь перемещения грунта, м; v_2 – скорость движения трактора при перемещении грунта, м/с; $t_3 = (\ell_1 + \ell_2)/v_3$ – время обратного хода трактора, с; v_3 – скорость движения трактора при обратном его ходе, м/с; t_4 – дополнительное время, с (в дополнительное входит время на переключение скоростей до 5 с, на подъем и опускание отвала до 4 с, на разворот трактора до 10 с, на распределение грунта и др.); k_p – коэффициент разрыхления грунта, т.е. отношение объема рыхлого грунта к объему того же грунта в плотном теле (1,12 – для песчаных; 1,22 – для суглинистых; 1,3 – для глинистых грунтов).

Скорость движения трактора зависит от сопротивлений, возникающих при работе бульдозера.

Усилие, которое необходимо преодолеть трактору при работе с бульдозером:

$$W = \sum W_i = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 , \quad (3.55)$$

где W_1 – сопротивление грунта резанию:

$$W_1 = b \sin \alpha c k , \quad (3.56)$$

здесь b – длина отвала, м; α – угол поворота отвала в плане относительно оси трактора, град; c – толщина срезаемого слоя, м; k – коэффициент сопротивления грунта резанию для бульдозеров; W_2 – сопротивление волочению призмы грунта впереди отвала:

$$W_2 = 0,5h \frac{h}{\operatorname{tg} \varphi_{ep}} b \sin \alpha \rho_{ep} g (\mu \pm i) , \quad (3.57)$$

здесь φ_{ep} – угол естественного откоса грунта ($\varphi_{ep} = 40^\circ - 45^\circ$); ρ_{ep} – плотность грунта; g – ускорение свободного падения; μ – коэффициент трения грунта по грунту ($\mu = 0,4 - 0,8$, причем меньшие значения берут для влажных и глинистых грунтов); i – уклон пути; W_3 – сопротивление трению грунта по отвалу:

$$W_3 = 0,5bh^2 \rho_{ep} g \cos^2 \delta \mu' , \quad (3.58)$$

здесь δ – угол резания ($\delta = 50^\circ - 55^\circ$); μ' – коэффициент трения грунта по стали ($\mu' = 0,7-0,8$ для глины; $\mu' = 0,5-0,6$ – для суглинка и супеси; $\mu' = 0,35-0,5$ – для песка); W_4 – сопротивление движению бульдозера с трактором:

$$W_4 = G(\omega_o \pm i) , \quad (3.59)$$

здесь G – вес бульдозера с трактором; ω_o – удельное сопротивление движению (см. табл. 60 [59]).

Машины находятся в движении без пробуксовывания при условии, что сцепная сила тяги больше окружного усилия на ободу ведущего колеса (звездочки) и больше общего сопротивления передвижению.

Техническая производительность бульдозеров при планировочных работах, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$\Pi = \frac{1000}{k_2} v b \sin \alpha k_1 , \quad (3.60)$$

где v – скорость движения бульдозера, $\text{км}/\text{ч}$; b – длина отвала, м ; α – угол установки отвала в плане по отношению к продольной оси трактора; k_1 – коэффициент, учитывающий перекрытие следов ($k_1 = 0,8 - 0,85$); k_2 – число слоев планирования.

Техническая производительность рыхлителей по объему грунта, подготавливаемого для транспортирования, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$\Pi_T^p = 1000 v h_p z k_1 k_2 / (k_3 k_4) , \quad (3.61)$$

где v – скорость движения рыхлителя, $\text{км}/\text{ч}$; h_p – глубина рыхления, м ; b_p – ширина полосы рыхления одним зубом ($b_p = (2-4)h_p$, причем большие значения соответствуют материалам слоистой структуры с горизонтальным расположением слоев); z – число зубьев; k_1 – коэффициент, учитывающий снижение рабочей скорости ($k_1 = 0,7-0,8$); k_2 – коэффициент, учитывающий уменьшение толщины разрыхляемого слоя грунта ($k_2 = 0,6-0,8$), причем меньшие значения соответствуют грунтам, образующим крупный скол, глыбы); k_3 – число проходов по одному резу; k_4 – число слоев рыхления в поперечных направлениях для подготовки грунта к транспортированию.

Необходимые для расчетов данные по удельному сопротивлению грунта резанию и копанию приведены в табл. 3.20.

Значения удельных сопротивлений грунта резанию и копанию, МПа

Наименование грунта		Категории	Объемная масса в плотном теле, кг/м ³	Коэффициент разрыхления	Удельное сопротивление грунта резанию		
					нож бульдозера	нож скрепера	
Песок рыхлый, сухой		I	1200–1600	1,05–1,1	0,01–0,03	0,02–0,04	
Песок влажный, супесь, суглинок разрыхленный		I	1400–1800	1,1–1,2	0,02–0,04	0,05–0,1	
Суглинок средний и мелкий гравий, легкая глина		II	1500–1800	1,15–1,25	0,06–0,08	0,09–0,18	
Глина, плотный суглинок		III	1600–1900	1,2–1,3	0,1–0,16	0,16–0,3	
Тяжелая глина, сланцы, суглинок со щебнем, гравием		IV	900–2000	1,25–1,3	0,15–0,25	0,3–0,4	
Сцементировавшийся строительный мусор, взорванная скальная порода		V	1900–2200	1,3–1,4	0,2–0,4	-	
Наименование грунта	Категории	Удельное сопротивление грунта резанию		Удельное сопротивление грунта копанию			
		стойка кабелеукладчика	режущие части периметра ковша	прямая и обратная лопата	драг-лайн	многоковшовые экскаваторы	
						поперечного копания	продольного копания
Песок рыхлый, сухой	I	0,2–0,4	0,01–0,03	0,02–0,03	0,03–0,05	0,03–0,06	0,06–0,16
Песок влажный, супесь, суглинок разрыхленный	I	0,3–0,9	0,02–0,05	0,03–0,07	0,06–0,12	0,0–0,1	0,1–0,18
Суглинок средний и мелкий гравий, легкая глина	II	1,7–1	0,06–0,1	0,09–0,18	0,1–0,2	0,12–0,18	0,16–0,26
Глина, плотный суглинок	III	1,1–1,6	0,1–0,18	0,12–0,25	0,16–0,3	0,18–0,24	0,26–0,3

Тяжелая глина, сланцы, суглинок со щебнем, гравием	IV	1,7–3	0,16–0,36	0,25–0,4	0,3–0,5	0,24–0,3	0,3–0,4
Сцементированный строительный мусор, взорванная скальная порода	V	-	0,19–0,4	0,3–0,48	0,32–0,56	-	-

3.7. Сварочно-монтажные работы

Сварочно-монтажные работы в значительной степени определяют конечное качество сооружения, его эксплуатационную надежность. Во многих странах мира, в т.ч. в России, применяется двухстадийная схема выполнения сварочных работ: на первой стадии отдельные трубы с заводской длиной 12 м и менее на полустационарных трубосварочных базах сваривают с поворотом в 24-, 36- и даже 48-метровые секции. На второй стадии из этих вывезенных на трассу длинномерных секций сваривается непрерывная нитка трубопровода.

Разнообразие условий строительства трубопроводов определяет применение различных методов сварки в их сочетании. Поэтому наряду с дуговыми методами сварки успешно развивается и электроконтактная сварка, используется в промышленных масштабах принудительное формирование шва как средство повышения производительности сварки плавлением неповоротных стыков. При этом в качестве сварочного материала применена самозащитная порошковая проволока.

Развитие механизированной сварки, которая в сочетании с совершенствованием геометрии свариваемых труб обеспечивает высокую стабильность технологических программ и высокое качество сварных соединений, не исключает применения ручной дуговой сварки трубопроводов, в том числе при выполнении так называемых специальных работ. К таким работам относится сварка крановых узлов, криволинейных участков, захлестов, катушек и других особо ответственных сварных соединений, при подготовке которых зачастую используют термическую резку кромок в процессе их подгонки.

Сборка и сварка труб на трубосварочной базе охватывает комплекс работ, в который входят следующие трудовые процессы:

- подготовка и обработка торцов труб для автоматической сварки;
- сборка и двухсторонняя автоматическая сварка под флюсом трехтрубных секций.

Сборка и сварка секций труб на трассе выполняется, как правило, поточно-расчлененным методом и охватывает комплекс работ, в который входят следующие трудовые процессы:

- подготовка стыков секций труб к сборке и сварке;
- сборка и сварка корневого слоя шва;
- сварка второго слоя шва – «горячего» прохода;
- сварка заполняющего и облицовочного слоев шва.

Сварка секций труб на трассе поточно-расчлененным методом осуществляется в три технологических этапа:

I этап – подготовка стыков секций труб к сборке и сварке.

В состав работ входят: правка или обрезка дефектных кромок стыков; очистка внутренней полости секций; зачистка кромок стыков; выкладка секций труб вдоль трассы для центровки.

II этап – сварка первого (корневого) и второго («горячего» прохода) слоев шва.

В состав работ входят: центровка стыка и установка зазора; предварительный подогрев кромок стыков секций; сварка корневого слоя шва и «горячего» прохода.

III этап – сварка заполняющего и облицовочного слоев шва.

3.7.1. Расчет оптимальных режимов сварки

Для разработки технологического процесса сварки необходимо выбрать оптимальный способ сварки, оборудование для сварки, сварочные материалы, конструктивный тип соединения и форму разделки кромок, режима сварки, методы и нормы контроля сварных швов, предусмотреть мероприятия по предупреждению или уменьшению сварочных деформаций, при этом можно рассчитывать все или только отдельные промежуточные и выходные характеристики:

- температуру и скорость охлаждения металла шва и зоны термического влияния, длительность его выдержки;
- доленое участие основного металла в формировании шва;
- химический состав металла шва для всех легирующих элементов;
- геометрические размеры шва – глубину проплавления, ширину, высоту усиления; коэффициенты формы провара и валика;
- механические свойства металла шва: предел прочности, предел текучести; относительное удлинение, относительное поперечное сужение; ударную вязкость.

В настоящее время строгое математическое обоснование имеют только формулы по расчету процессов нагрева и охлаждения металла при сварке. Остальные параметры режима сварки выбирают по различным экспериментальным зависимостям, представленным в виде таблиц и номограмм.

3.7.1.1. Ручная электродуговая сварка

Режимом сварки называют совокупность основных характеристик сварочного процесса, обеспечивающих получение сварных швов заданных размеров, формы и качества. При ручной электродуговой сварке – это диаметр электрода, сила сварочного тока, напряжения дуги, площадь поперечного сечения шва, выполненного за один проход дуги, число проходов и др.

Последовательность расчета режимов и размеров шва такова.

1. Назначаем диаметр электрода (табл.3.21) [3]

Таблица 3.21

Зависимость диаметра электрода от толщины стенки детали

Толщина стенки детали, мм	1,5–2	3	4–8	9–12	13–15	16–20	>20
Диаметр электрода, $d_э$, мм	1,6; 2	3	4	4; 5	5	5; 6	6–10

2. Определяем число проходов по формуле:

$$n = \frac{F_n - F_1}{F_n} + 1, \quad (3.62)$$

где F_1 – площадь поперечного сечения первого слоя, равная $(6–8) d_э^2$, мм²;

F_n – площадь сечения последующих слоев, равная $(8–12) d_э^2$, мм².

При сварке швов стыковых соединений с разделкой кромок общую площадь поперечного сечения наплавленного металла (рис.3.23) рассчитывают по формуле:

$$F_n = h^2 \operatorname{tg} \alpha + b \delta + \frac{2}{3} h_y^1 (2 h \operatorname{tg} \alpha + b + c) + \frac{2}{3} h_y^{11} (b + c), \quad (3.63)$$

где α – угол разделки кромок; b – зазор между кромками труб; δ – толщина стенки трубы; h_y^1 – высота усиления шва; c – притупление кромок; h_y^{11} – высота усиления подварочного шва.

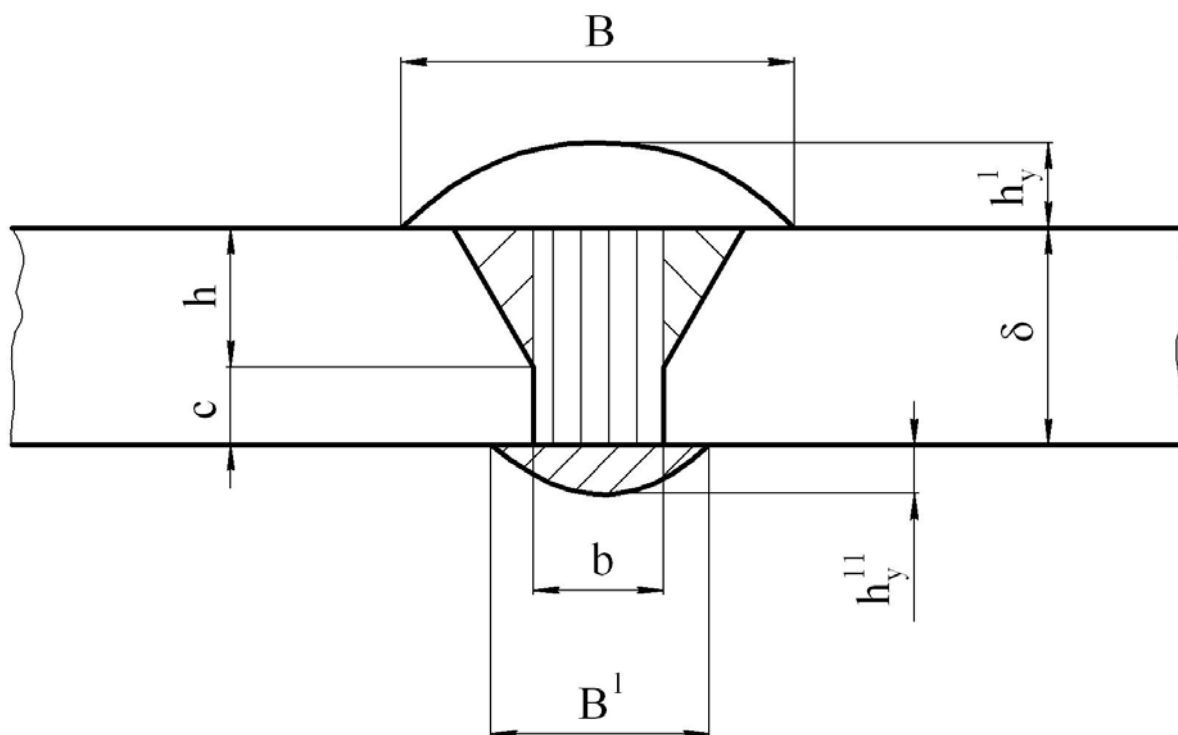


Рис.3.23. Форма поперечного сечения наплавленного металла стыкового шва с V-образной разделкой кромок

3. Определяем силу сварочного тока по формуле:

$$I_{св} = \frac{\pi d_э^2}{4} j, \quad (3.64)$$

где $d_э$ – диаметр электродного стержня, мм; j – допустимая плотность тока, А/мм² (табл. 3.22).

Таблица 3.22

Допустимая плотность тока при ручной электродуговой сварке, А/мм²

Вид покрытия электрода	$d_э$, мм			
	3	4	5	6
Фтористо-кальцевое (основное)	13–18,5	10–14,5	9–12,5	8,5–12
Целлюлозное	11,3–15,5	11,1–14,3	9,1–12,7	7–7,7

4. Устанавливаем напряжение сварочной дуги.

При зажигании дуги напряжение между электродом и свариваемым изделием $U_{xx} = 60–80$ В. При замыкании сварочной цепи напряжение падает

почти до нуля и после возбуждения дуги поддерживается в пределах 15-30 В в зависимости от длины дуги и марки электрода.

3.7.1.2. Механизированная электродуговая сварка

Основными параметрами режима механизированной сварки под флюсом и в защитных газах, оказывающие существенное влияние на размеры и форму шва являются: сила сварочного тока, плотность тока в электроде, напряжение дуги, скорость сварки, химический состав и грануляция флюса, род тока и его полярность.

Порядок расчета режима сварки двусторонних швов стыковых соединений следующий.

1. Устанавливают требуемую глубину провара при сварке с одной стороны:

$$H = \delta / 2 + k \quad , \quad (3.69)$$

где k – величина перекрытия слоев, $k = 2-3$ мм.

2. Выбирают силу сварочного тока, обеспечивающую заданную глубину проплавления:

$$I_{св} = 100H / k_h \quad , \quad (3.66)$$

где H – необходимая глубина провара при сварке с одной стороны, мм;

k_h – коэффициент пропорциональности, величина которого зависит от условий проведения сварки (табл. 3.23).

3. Выбирают диаметр электродной проволоки

$$d_{э} = 1,13 \sqrt{I_{св} / j} \quad , \quad (3.67)$$

где j – допустимая плотность тока, при автоматической сварке стыковых швов без скоса кромок зависит от диаметра электрода (табл. 3.24).

4. При выборе скорости сварки можно воспользоваться формулой:

$$v_{св} = A / I_{св} \quad . \quad (3.68)$$

Таблица 3.23

Значения k_h в зависимости от условий сварки

Марка флюса или защитный газ	Диаметр электродной проволоки, мм	k_h , мм/100 А			Марка флюса или защитный газ	Диаметр электродной проволоки,мм	k_h , мм/100 А		
		Переменный ток	Постоянный ток				Переменный ток	Постоянный ток	
			Прямая полярность	Обратная полярность				Прямая полярность	Обратная полярность
ОСЦ-45	2	1,30	1,15	1,45	АН-348А	5	0,95	0,85	1,05
	3	1,15	0,95	1,30		6	0,90	-	-
	4	1,05	0,85	1,15	углекислый газ	1,2	-	-	2,10
	5	0,95	0,75	1,10		1,6	-	-	1,75
	6	0,90	-	-		2,0	-	-	1,55
АН-348А	2	1,25	1,15	1,40		3,0	-	-	1,45
	3	1,10	0,95	1,25		4,0	-	-	1,35
	4	1,00	0,90	1,10		5,0	-	-	1,20

Таблица 3.24

Значения j в зависимости от диаметра электрода

$d_э, \text{мм}$	2	3	4	5	6
$j, \text{А/мм}^2$	65–200	45–90	35–60	30–50	25–45

Экспериментально установлено, что для получения швов требуемой формы, обладающих высокой технологической прочностью, значения A в формуле (3.68) следует принимать по табл. 3.25.

Таблица 3.25

Значения A в зависимости от диаметра электрода

$d_э, \text{мм}$	1,2	1,6	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0
$A \cdot 10^{-3}, \text{А·м/ч}$	2–3	5–8	8–12	12–16	16–20	20–25	25–30

5. Оптимальное напряжение дуги можно найти из зависимости:

$$U_q = 20 + 50 \cdot 10^{-3} \cdot I_{св} / d_э^{0,5} \pm 1. \quad (3.69)$$

3.7.1.3. Электроконтактная сварка

Расчет оптимальных режимов сварки и конструктивных параметров установок для электроконтактной сварки оплавлением (ЭКСО) [75; 90; 108; 135] начинают с выбора мощности электростанции, питающей сварочный трансформатор. Мощность электростанции потребляется сварочным трансформатором, гидроприводом и другими вспомогательными агрегатами

$$N_{эл} = (N_{св} + N_{всп}) / \eta, \quad (3.70)$$

где $N_{св}$ – мощность, потребляемая сварочным трансформатором, кВт, равная

$$N_{св} = kF, \quad (3.71)$$

где $k = 1,28$ – коэффициент, учитывающий случайные перегрузки при сварке; F – площадь сечения свариваемой трубы, см^2 , равная

$$F = \pi \left[D_H^2 - (D_H - 2\delta)^2 \right] / 400, \quad (3.72)$$

где D_n – наружный диаметр трубы, мм; δ – толщина стенки трубы, мм; $N_{всп}$ – мощность, затрачиваемая на привод вспомогательных агрегатов, кВт, равная

$$N_{всп} = 0,25 N_{св} ; \quad (3.73)$$

$\eta = 0,95$ коэффициент полезного действия электростанции.

Для дальнейшего расчета необходимо задаться напряжением на вторичной обмотке сварочного трансформатора U_2 или сопротивлением сварочного трансформатора при коротком замыкании. Исходя из практического опыта ЭКСО, вторичное напряжение U_2 выбирают в пределах от 5 до 8 В. При этом большие значения вторичного напряжения относятся к большим сечениям трубы (свыше 20000 мм²). Тогда максимально допустимое сопротивление сварочного трансформатора при коротком замыкании [75]:

$$Z_{к.з} = U_2^4 \mu^2 / (p^2 F^{3/2} \rho \cdot 7,15^4) , \quad (3.74)$$

где $p = 1,0$ кВт/см² – удельная мощность, расходуемая на сварку; $\mu = 0,67$ – коэффициент мощности; ρ – удельное электросопротивление, Ом·см. При оплавлении оно изменяется. В первом приближении для начала процесса его можно считать постоянным и для углеродистой стали при температуре +20°C равным $\rho = 17 \cdot 10^{-6}$ Ом·см.

Среднюю скорость оплавления определяют из выражения:

$$v_{ср} = \sqrt[0,83]{N_{св} / 14,7F} . \quad (3.75)$$

Исходя из потребляемой мощности, вторичного напряжения и коэффициента мощности определяем ток во вторичной обмотке трансформатора в процессе оплавления по формуле:

$$I_2 = N_{св} / (U_2 \mu) . \quad (3.76)$$

Для определения тока в первичной обмотке трансформатора найдем предварительно коэффициент трансформации:

$$K_{тр} = U_1 / U_2 , \quad (3.77)$$

где $U_1 = 380$ В – напряжение в первичной обмотке трансформатора.

Тогда первичный ток в процессе оплавления

$$I_1 = I_2 / K_{тр} . \quad (3.78)$$

Минимальное время оплавления, необходимое для достижения в стыке перед осадкой температуры плавления металла и покрытия каждого из сваренных торцов жидкой пленкой металла толщиной, равной 1,0 мм, можно найти по формуле:

$$\tau_{min} = \tau_s + \tau_{жс} , \quad (3.79)$$

где τ_s – время достижения температуры плавления в стыке, с; $\tau_{жс}$ – время, необходимое для образования на оплавляемых торцах жидкой пленки металла толщиной 1 мм, принимается $\tau_{жс} = 10$ с.

Для условий ЭКСО трубопроводов большого диаметра на машинах с трансформатором, имеющим малое сопротивление при коротком замыкании (15-30 мкОм), время, необходимое для достижения температуры плавления в стыке определяют по эмпирической формуле [75]:

$$\tau_{онл} = 1,8 \cdot 10^{-11} \cdot e^{3,535U_2} v_{cp}^{-(2,45-0,904U_2)} + 10 . \quad (3.80)$$

Величину оплавления определим из зависимости:

$$\ell_{онл} = v_{cp} \cdot \tau_{онл} . \quad (3.81)$$

Расход электроэнергии W^1 (кВт·ч) для сварки одного стыка найдем из произведения мощности, потребляемой в процессе оплавления на время оплавления

$$W^1 = \kappa N_{св} \tau_{min} / (3600 \cdot \eta_1) . \quad (3.82)$$

Расход электроэнергии W^{11} (кВт·ч) на привод маслососа и компрессора за этот период времени

$$W^{11} = N_{np} \tau_{min} / 3600 , \quad (3.83)$$

где N_{np} – мощность привода механизма осадки, кВт:

$$N_{np} = P \cdot U_{cp} / \eta_2 , \quad (3.84)$$

P – усилие осадки, Н:

$$P = m \cdot F \quad (3.85)$$

m – заданное удельное давление в стыке, рекомендуется значение m выбирать в пределах 40 – 60 МПа;

η_2 – коэффициент полезного действия привода осадки, принимается $\eta_2 = 0,95$.

Суммарный расход электроэнергии на сварку одного стыка

$$W = W^I + W^{II} . \quad (3.86)$$

Оптимальную величину осадки найдем из выражения:

$$\ell_{oc} = 0,187 / (e^{24,921 - 3,535 U_2} \cdot v_{cp}^{6,86 - 0,904 U_2}) + 0,2 . \quad (3.87)$$

Таким образом, общий припуск свариваемых труб в процессе оплавления и осадки

$$\ell = \ell_{онл} + \ell_{oc} . \quad (3.88)$$

Для избежания теплоотвода в губки сварочной машины вылет свариваемых труб обычно принимают равным $(1,5-2,0)\ell$ [90]. Результаты расчета оптимальных режимов и конструктивных параметров сварочных установок необходимо сравнить с техническими характеристиками существующих сварочных машин.

Поскольку для расчета скорости и времени оплавления в зависимости от площади сечения свариваемых труб, припуска на осадку в зависимости от температурного поля (или времени оплавления) требуется выполнить довольно сложные математические действия, для удобства определения указанных параметров можно воспользоваться специальной номограммой (рис.3.24) [108].

Для предупреждения охлаждения жидкого металла на торцах труб перед осадкой за 7-15 до конца процесса оплавления скорость оплавления повышается до 0,8-1,2 мм/с. Этот период называется форсировкой. С этой же целью в течение 0,1-0,5 с после подачи команды на осадку процесс осадки проводят без выключения сварочного трансформатора, т.е. при протекании через свариваемые трубы тока.

Для примера определим режим сварки труб диаметром 325 мм с толщиной стенки 9 мм на установке ПЛТ-321 со сварочной машиной К-548М, которая имеет вторичное напряжение $U_2=7$ В. По номограмме для площади поперечного сечения трубы 325×9 мм, равной $89,3 \text{ см}^2$, определим среднюю скорость оплавления. Для этогоносим отметку на шкале площади, равную $89,3 \text{ см}^2$, на шкалу v мм/с и получаем 0,224 мм/с. Время оплавления, определенное по той же номограмме, равно 130 с. Тогда припуск на оплавление будет равен $\ell_{онл} = vt_{онл} = 0,22 \times 130 = 29$ мм. За 10 с до конца оплавления, т.е. через 120 с после его начала, скорость оплавления повышают до 1 мм/с. За этот период $\ell_{онл} = 1 \times 10 = 10$ мм

По номограмме определим необходимый припуск на осадку. Для этого отметку на шкале времени оплавления $t_c=130$ сносим на шкалу ℓ_{oc} и получаем 7,5 мм. Часть этой осадки в течение 0,1 с должна проходить без выключения трансформатора.

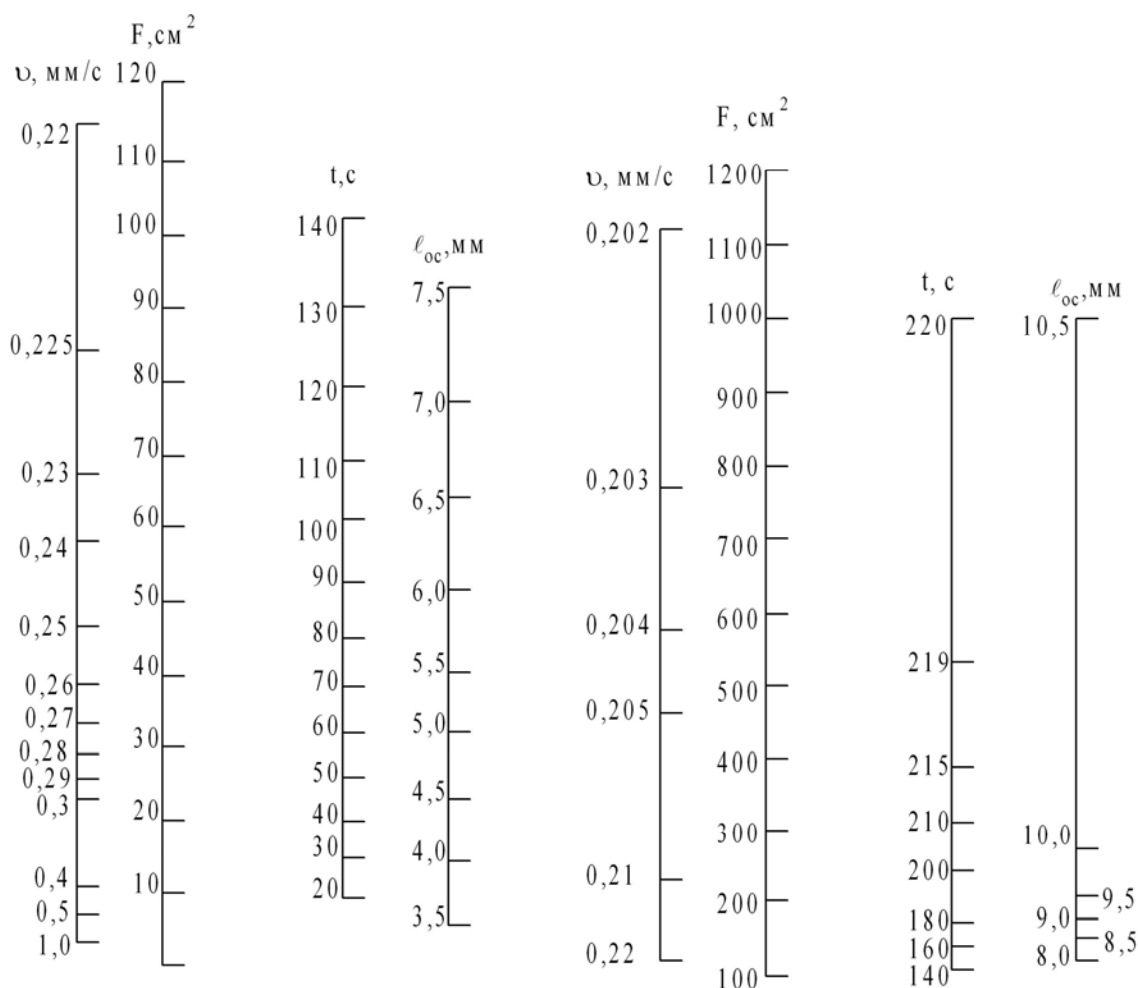


Рис.3.24. Номограмма для определения скорости, времени оплавления и величины осадки

3.7.2. Техническое нормирование сварочных работ

Под техническим нормированием принимают расчет технически обоснованных норм времени выполнения операций в предусмотренных условиях [29; 108].

В общем случае техническая норма времени T_n состоит из штучного $T_{ш}$ и подготовительно-заключительного $T_{п.з}$ времени:

$$T_n = T_{ш} + T_{п.з} \quad (3.89)$$

Норма штучного времени на выполнение определенной операции структурно представляет собой:

$$T_{ш} = T_o + T_v + T_{обс} + T_{отд} \quad (3.90)$$

где T_o – основное технологическое время; T_{ε} – вспомогательное время; $T_{обс}$ – время на обслуживание рабочего места; $T_{отд}$ – время на отдых и естественные надобности.

Основное время определяется затратами времени, в течение которого осуществляется данная технологическая операция.

Вспомогательное время при сварке складывается из вспомогательного времени, зависящего от длины сварочного шва и вспомогательного времени, зависящего от изделия и от типа оборудования.

Вспомогательное время, зависящее от длины сварочного шва, учитывает затраты на подготовку кромок перед сваркой, смену электродов или кассеты с проволокой, сбор флюса и засыпку его в бункер, очистку шва от шлака, осмотр шва и т.п.

Вспомогательное время, зависящее от изделия и типа оборудования, учитывает затраты времени на установку изделия на рабочее место, установку изделия, поворот его в процессе сварки, установку и снятие приспособления (центратора и т.п.), а также установку и снятие сварочной головки.

Различные виды затрат вспомогательного времени включаются в состав нормы времени при условии выполнения данной работы сварщиком.

Сумма основного и вспомогательного времени называется оперативным временем

$$T_{оп} = T_o + T_{\varepsilon} \quad . \quad (3.91)$$

Время обслуживания рабочего места включает затраты времени на подготовку и уборку инструмента, подготовку сварочных постов и установок к работе, устранение мелких неполадок в оборудовании, включение и выключение сварочных машин и аппаратов, поддержание заданного режима работы, включение и выключение подачи газа, смену баллонов, уборку рабочего места, инструктаж мастера во время работы.

Время обслуживания рабочего места выражается в процентах от оперативного времени.

Время на отдых и личные надобности также выражается в процентах от оперативного времени в зависимости от условий выполнения работы.

Подготовительно-заключительное время включает в себя затраты времени на получение задания и необходимых материалов, ознакомление с работой, получение и сдача инструмента, подготовку оборудования и приспособление к работе, настройку оборудования на заданный режим, опробование режимов работы, сдача работы.

Если норма времени устанавливается на одно изделие, то к нему следует прибавить подготовительно-заключительное время. Если же нормируемое время устанавливается на партию изделий из n шт., то полная норма времени на партию

$$T_{пар} = n T_{ш} + T_{п.з} \quad . \quad (3.92)$$

При определении основного времени сварки T_o необходимо вводить следующие поправочные коэффициенты k в зависимости от положения и вида шва:

• нижнее	$k=1$
• горизонтальное	$k=1,6$
• вертикальное	$k=1,4$
• потолочное	$k=2,0$
• кольцевые швы с поворотом изделия	$k=1,1$
• кольцевые швы без поворота изделия	$k=1,4$
• (вертикальный шов)	
• прерывистый шов	$k=1,1$

При производстве работ на монтажной площадке или на строительном участке с переходами и передвижной аппаратуры, полученные по расчетам нормы, следует умножить на коэффициент 1,1. При производстве сварки или резки с люлек полученные нормы времени следует умножить на коэффициент не более 1,5, с подмостей и лестниц – на коэффициент не более 1,2.

При затрудненном доступе к конструкции, работе лёжа или в неудобном согнутом положении нормы времени умножают на коэффициент 1,25; при сварке с подогревом нормы времени умножают на коэффициент 1,35.

3.7.2.1. Нормирование различных методов сварки

При нормировании ручной электродуговой сварки основное время T_o (в минутах) определяют по формуле:

$$T_o = F_{ш} \cdot \ell_{ш} \cdot \rho \cdot 60 / (\alpha_n \cdot I_{св}) , \quad (3.93)$$

где $F_{ш}$ – площадь поперечного сечения шва, см^2 ; $\ell_{ш}$ – длина шва, см ; ρ – плотность наплавленного металла, г/см^3 ; α_n – коэффициент наплавки, $\text{г/(А} \cdot \text{ч)}$ (табл.3.26); $I_{св}$ – сварочный ток, а ; 60 – коэффициент для перевода часов в минуты.

При нормировании многослойной сварки T_o рассчитывают по формуле:

$$T_o = \ell_{ш} \cdot \rho \cdot 60 \left(\frac{F_{ш.1}}{I_1 \alpha_{n_1}} + \frac{F_{ш.2}}{I_2 \alpha_{n_2}} + \frac{F_{ш.n}}{I_n \alpha_{n_n}} \right) , \quad (3.94)$$

где 1, 2 ... n относятся к слоям наплавленного металла.

Коэффициенты наплавки α_n для наиболее распространенных марок

Марка электрода	УОНИ 13/45	УОНИ 13/45	КР-3	АНО-5	АНО-6	ОЗС-6	СМ-11
α_n , г/А·ч	8,5	9,0	7,8	11	8,5	10,5	9,5

При нормировании автоматической и полуавтоматической электродуговой сварки под слоем флюса основное время T_o подсчитывают по формуле (3.93), (3.94) для однослойной и многослойной сварки, либо по формуле:

$$T_o = 60 \cdot \ell_{ш} \left(\frac{1}{v_1} + \frac{1}{v_2} + \dots \frac{1}{v_n} \right) , \quad (3.95)$$

где $v_1 \dots v_n$ – скорость сварки соответственно первого и последующих слоев шва, м/ч.

3.7.2.2. Нормирование расхода материалов

Для различных методов электродуговой сварки норма расхода H , электродов и электродной проволоки определяется по формуле:

$$H_{\vartheta} = K_{\rho} \cdot \rho \cdot F_n \cdot 10^3 \cdot \ell_{ш} (1 + K_{\vartheta}) , \quad (3.96)$$

где K_{ρ} – коэффициент перехода металла из электрода в шов (табл.3.27), учитывающий потери на угар, разбрызгивание и огарки; ρ – плотность наплавленного металла, г/см³; F_n – площадь поперечного сечения наплавленного металла, мм²; $\ell_{ш}$ – длина шва, м; K_{ϑ} – отношение массы электродного покрытия к массе электродной проволоки: при укрупненных расчетах $K_{\vartheta}=0,4$; для автоматической и полуавтоматической сварки $K_{\vartheta}=0$.

Площадь F_n подсчитывают по сумме площадей элементарных геометрических фигур, на которые она может быть разбита, или по соответствующим ГОСТам на конструктивные элементы швов сварных соединений.

Норму расхода флюса H_{ϕ} , кг определяют по расходу сварочной проволоки H_{ϑ} с учетом коэффициента:

$$H_{\phi} = K_{\phi} \cdot H_{\vartheta} , \quad (3.97)$$

где K_ϕ – коэффициент расхода флюса, зависит от метода сварки, типа сварного соединения и формы подготовки кромок.

Таблица 3.27

Значения коэффициента K_ρ для различных методов электродуговой сварки

Метод сварки	K_ρ
Ручная электродуговая покрытыми электродами	1,4 – 1,2
Полуавтоматическая сварка под флюсом	1,03
Автоматическая сварка под флюсом	1,02
Полуавтоматическая и автоматическая сварка плавящимся электродом в среде инертных газов	1,05
Полуавтоматическая и автоматическая сварка в среде углекислого газа	1,15

Для полуавтоматической сварки тавровых соединений $K_\phi=1,3$; без скоса кромок - $K_\phi = 1,4$; для автоматической сварки соответственно $K_\phi=1,1$; 1,2; 1,3.

Расход защитного газа H_z , л при сварке в среде защитного газа рассчитывают по формуле:

$$H_z = Q_z \cdot \ell_{ш} + Q_{дон}, \quad (3.98)$$

где Q_z – удельная норма расхода газа на 1 м шва, л; $\ell_{ш}$ – длина шва, м; $Q_{дон}$ – дополнительный расход газа на подготовительно-заключительные операции (продувка газовых коммуникаций перед сваркой, защита остывшего металла шва и электрода после сварки, настройка режимов сварки).

Удельную норму расхода газа определяют по соотношению:

$$Q_z = q_r \cdot \tau_o, \quad (3.99)$$

где q_r – оптимальный расход газа по ротаметру, л/мин; τ_o – машинное время сварки 1 м шва в мин.

Дополнительный расход газа

$$Q_{дон} = \tau_{н.з} \cdot q_z. \quad (3.100)$$

При сварке неплавящимся электродом принимают подготовительно-заключительное время $\tau_{н.з}=0,2$ мин, при сварке плавящимся электродом 0,05 мин, при сварке химически активных металлов $\tau_{н.з}=0,5$ мин.

При сварке коротких швов (менее 50 мм) и арматуры диаметром менее 20 мм норма расхода защитного газа увеличивается на 20%. При сварке с защитой обратной стороны шва удельная норма расхода увеличивается на 30 – 50 %. Расход газа на прихватку составляет примерно 20% от общего расхода.

Расчет расхода электроэнергии проводится в зависимости от количества наплавленного металла. Средний расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при сварке сварочным трансформатором составляет 3,5-4,0 кВт·ч.

Более точно расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при сварке сварочным трансформатором может быть подсчитан по формуле:

$$A = \frac{U}{\eta \alpha_n} , \quad (3.101)$$

где A – расход электроэнергии, кВт·ч/кг; U – напряжение дуги, В; η – к.п.д. трансформатора; α_n – коэффициент наплавки, г/(А·ч).

Расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при ручной сварке на постоянном токе

$$A = \frac{U}{\eta \alpha_n} C_x , \quad (3.102)$$

где C_x – коэффициент, учитывающий расход электрической энергии за время холостого хода сварочного агрегата ($C_x=1,17$).

Расход электроэнергии при автоматической сварке под слоем флюса (для переменного тока)

$$A = \frac{U I_{св}}{1000 \eta} \cdot \frac{T_o}{60} , \quad (3.103)$$

где $I_{св}$ – сварочный ток, А; T_o – основное время сварки, мин; η – к.п.д. источника питания дуги ($\eta=0,75$).

Для постоянного тока удельный расход электроэнергии, рассчитанный по укрупненным данным, составляет 6-7 кВт·ч на 1 кг наплавленного металла, для переменного тока – 3-4 кВт·ч.

Расход электроэнергии при контактной сварке определяют путем замеров фактического расхода на сварной стык или по формуле (удельная потребляемая мощность в любой момент времени постоянна):

$$A = 0,523 v^{-0,17} , \quad (3.104)$$

где A – расход электроэнергии на оплавление 1 кг труб, кВт·ч/кг; v – скорость оплавления, см/с.

3.7.3. Расчет состава бригады, выполняющей сварку неповоротных стыков поточно-расчлененным способом

При решении указанной задачи исходными данными являются:

- диаметр трубопровода;
- толщина стенки труб;
- марка трубы, поставщик, технические условия, $C_{экс}$;
- используемое для центровки оборудование;
- марка электрода для сварки корневого слоя шва и горячего прохода;
- марка электрода для сварки и облицовочного слоев шва;
- скорость сварки электродами с газозащитным покрытием;
- скорость сварки электродами с фтористокальциевыми покрытиями;
- период строительства;
- оборудование для подогрева кромок стенок труб;
- установленный темп сварки;
- сменность и продолжительность смены;
- условия строительства;
- метод контроля сварных швов.

Расчет времени сварки корневого слоя шва и горячего прохода определяют по формуле:

$$t_{св.к.с} = \frac{\ell_{ш} \cdot 60}{v_{св}}, \quad (3.105)$$

где $\ell_{ш}$ – длина шва ($\ell_{ш} = 2\pi D_n$), м; $v_{св}$ – скорость сварки, м/ч.

Время сварки заполняющих слоев шва определяется по формуле:

$$t_{св.з.с} = \frac{60 \cdot \ell_{ш} \cdot n}{v_{св}}, \quad (3.106)$$

где $\ell_{ш}$ – длина шва, м; n – количество слоев; $v_{св}$ – скорость сварки.

Общее время подготовительного и основного цикла представить в виде отдельных циклограмм. Для обеспечения установленного темпа сварки большое внимание необходимо уделить технологии и производительности контроля сварных швов, а следовательно, комплектации бригад по контролю.

3.7.4. Контроль качества сварочно-монтажных работ

При решении производственных задач по расчету организационной структуры службы контроля качества [36], необходимого

количества средств неразрушающего контроля, расчету темпа контроля качества сварки исходными данными являются следующие:

- T – темп колонны, км/сут;
- t_{cm} – время сварки одного стыка, ч;
- $[t]_{контр.}$; $[t]_{анализа}$; $[t]_{подг.}$ – нормы трудозатрат (чел-ч.) на стык при контроле качества сварного соединения при даче заключения и расшифровке дефектов, а также при подготовительных операциях по проявлению, сушке пленки;
- K_1 – коэффициент учета сезонности работ по контролю качества ($K_1=1,15$ зимой);
- K_2 – коэффициент учета вида применяемых усиливающих экранов для контроля гамма-рентгенодефектоскопией;
- K_3 – коэффициент учета условий питания прибора (от сети или от аккумуляторов);
- K_4 – коэффициент связи трудоемкости контроля с категорией трубопровода;
- q – показатель дефектности, т.е. доля стыков (в долях единицы), подлежащих переделке;
- ℓ – длина трубной секции, м;
- λ – коэффициент полноты контроля (в долях единицы), зависящей от категории трубопровода.

Расчетом определяются следующие параметры:

1.Количество стыков (m), подлежащих контролю в течение суток при заданном темпе сварки (T), коэффициенте полноты контроля (λ) и заданной длине трубных секций (ℓ), вывозимых на трассу:

$$m = \left(\frac{1000 \cdot T}{\ell} + 1 \right) \lambda \quad (3.107)$$

2.Время контроля одного стыка (час) при заданном темпе сварки в трассовых условиях:

$$t_{cm} = \frac{24}{\left(\frac{1000 \cdot T}{\ell} + 1 \right) \cdot \lambda} \quad (3.108)$$

3.Темп контроля качества, который обеспечивается работой нормативного звена ПИЛ (мастер-радиограф, дефектоскопист, техник-лаборант) в трассовых условиях, работающего с одним прибором неразрушающего контроля:

$$T_{контр} = \frac{0,024 \cdot \ell}{\lambda (K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4) \cdot \{ [t]_{контр} + [t]_{анализа} \} (1 + q)} \quad (3.109)$$

4.Необходимое количество дефектоскопистов, обеспечивающих требуемый темп контроля качества:

$$N_{\text{деф}} = \frac{41,7 \cdot T(1+q) \cdot (K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4) \cdot \lambda}{\ell} [t]_{\text{контр}} \quad (3.110)$$

5.Необходимое количество мастеров-радиографистов, обеспечивающих требуемый темп контроля качества:

$$N_{\text{м-рад}} = \frac{41,7 \cdot T(1+q) \cdot (K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4) \cdot \lambda}{\ell} [t]_{\text{анализа}} \quad (3.111)$$

6.Необходимое количество техников-лаборантов, обеспечивающих требуемый темп контроля качества:

$$N_{\text{техн.}} = \frac{41,7 \cdot T(1+q) \cdot (K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4) \cdot \lambda}{\ell} [t]_{\text{подг}} \quad (3.112)$$

7.Количество приборов (или захваток), обеспечивающих выполнение работ по контролю качества стыков суточной работы колонны:

$$n = \frac{T \cdot \lambda(K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4) \cdot \{[t]_{\text{контр}} + [t]_{\text{анализа}}\}}{0,24 \cdot \ell} \quad (3.113)$$

Нормативные данные трудозатрат (в час на 1 стык) при контроле качества различными приборами неразрушающего контроля принимаем (из «Сборника норм трудозатрат на контроль качества сварных соединений трубопроводов диаметром 89-1420 мм»).

3.8.Изоляционно-укладочные работы

При сооружении трубопроводов изоляционно-укладочные работы включают следующие основные технологические операции:

- очистку наружной поверхности трубопровода или его элементов от ржавчины, земли, пыли, снега, наледи, копоти, масла, поддающейся механической очистке окалины и других загрязнений, при необходимости сушку и подогрев;
- приготовление или подготовку изоляционных и оберточных (армирующих) материалов;
- нанесение грунтовки на очищенную поверхность трубопровода;

- нанесение изоляционного и оберточного (армирующего) покрытий на огрунтованную поверхность;
- футеровку трубопровода или отдельных его частей, укладываемых на участках со скальным, каменистым и другими грунтами с твердыми включениями;
- укладку трубопровода в проектное положение;
- балластировку или закрепление трубопровода на проектной отметке;
- засыпку (присыпку) уложенного трубопровода;
- контроль качества подготовки изоляционных материалов и покрытий на трубопроводе.

3.8.1. Способы проведения изоляционно-укладочных работ

Изоляционно-укладочные работы в трассовых условиях могут быть выполнены:

- совмещенным способом, при котором очистка, изоляция, нанесение армирующего слоя битумно-резинового покрытия, нанесение защитного (оберточного) покрытия и укладка изолированного трубопровода в траншею осуществляется в едином технологическом потоке;
- раздельным способом, при котором технологические операции по нанесению изоляционного покрытия (очистка, изоляция, нанесение армирующего и оберточного слоев) опережают операции по укладке трубопровода в траншею.

Изоляционно-укладочная колонна при совмещенном способе проведения изоляционно-укладочных работ комплектуется трубоукладчиками, снабженными троллейными подвесками, изоляционной (ИЗ) и очистной (ОЧ) машинами или комбайном, установкой для сушки (СТ) и подогрева трубопровода (при отрицательной температуре окружающего воздуха).

Приведенные на рис.3.25 схемы расстановки трубоукладчиков применяют в условиях устойчивых грунтов, когда крутизна откосов траншеи не превышает 1:0,33. При большей крутизне откосов (до 1:1,2) в колонну добавляют: по одному трубоукладчику на трубопроводах диаметром 530-1220 мм; по два трубоукладчика на трубопроводах диаметром 1420 мм.

В табл. 3.28,3.29,3.30 приведены ориентировочные расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков) и некоторые данные по грузоподъемным средствам и специальной технике, используемой при проведении изоляционно-укладочных работ.

При выполнении изоляционно-укладочных работ часто используются изоляционные покрытия на основе полимерных лент.

Расход полимерных лент и рулонных материалов для защитной обертки можно определить по формуле:

$$G = \kappa_n \kappa_n \pi D_n L P \quad , \quad (3.114)$$

где κ_n – коэффициент, учитывающий величину нахлеста; при однослойной изоляции $\kappa_n=1,09$; при двухслойной изоляции $\kappa_n=2,30$; $\kappa_n=1,08$ – коэффициент, учитывающий потери изоляционной ленты или оберточного материала при смене рулонов, обрывах, торцовке и т.п., $\kappa_n=1,08$; D_n – наружный диаметр изолируемого трубопровода; L – длина изолируемого трубопровода; P – масса 1 м^2 ленты или оберточного материала.

Площадь поверхности ленты или оберточного материала на трубе

$$S_{\text{л}} = \pi D_n L B / (B - H) \quad , \quad (3.115)$$

где B – ширина рулонного материала (принимается по фактическому замеру в пределах 0,5 – 0,7 диаметра трубы, но не более 50 см); H – ширина нахлеста (принимается не менее 3 см).

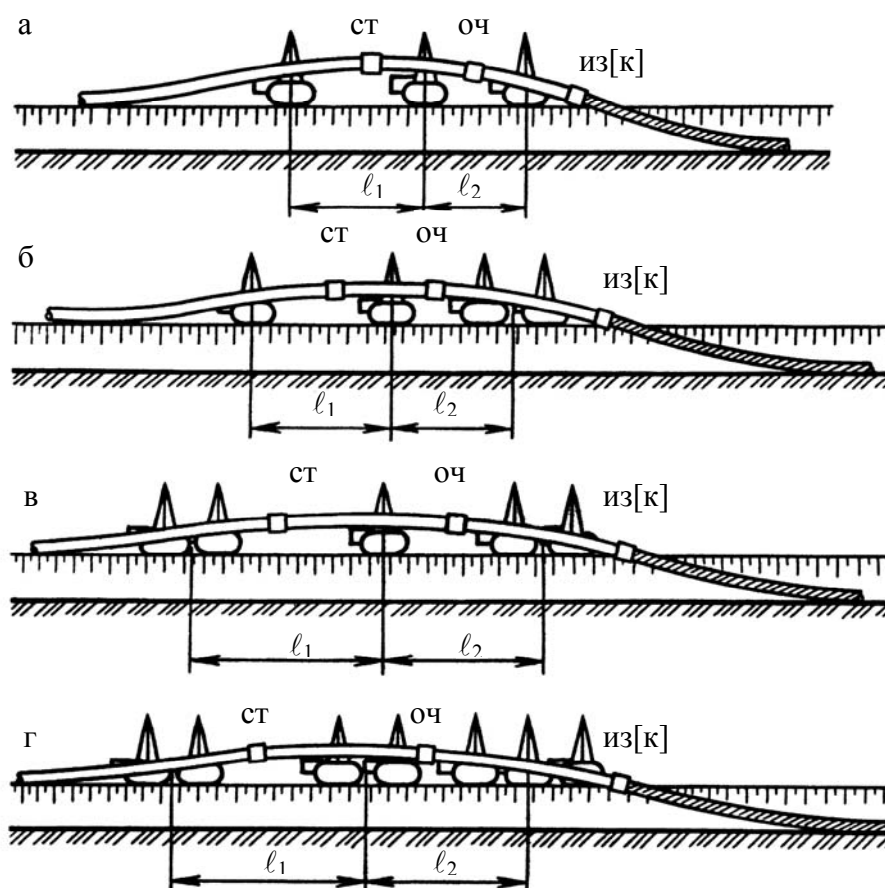


Рис.3.25. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при совмещенном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров

При нанесении ленточных материалов изоляционную машину необходимо отрегулировать по диаметру изолируемого трубопровода, ширине рулона ленты и величине нахлеста. Угол наклона шпиль $\text{tg} \gamma$, скорость

движения изоляционной машины v_m , частота вращения цевочного колеса N назначаются по следующим формулам:

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{B-H}{\pi D_H \sqrt{1 - \left(\frac{B-H}{\pi D_H} \right)^2}} ; \quad (3.116)$$

$$v = SN = \pi D_H \operatorname{tg} \gamma N ; \quad (3.117)$$

$$N = v / (\pi D_H) , \quad (3.118)$$

где S – шаг намотки ленты; v – линейная скорость намотки ленты (принимается не более 50 м/мин).

Таблица 3.28

Расстояние между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков в колонне при совмещенном способе проведения изоляционно-укладочных работ

Диаметр трубопровода, мм	Схема (по рис.3.25)	Расстояние между трубоукладчиками (группами), м		Максимальное допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами, м
		ℓ_1	ℓ_2	
530	а	15-20	10-15	35
720-820	б	20-25	15-20	45
1020	б	20-25	15-25	50
1220	в	25-35	20-30	65
1420	г	35-50	30-45	100

Примечания. 1. Расстояние между трубоукладчиками, входящими в одну группу, равно 7-12 м. 2. Очистная машина по схемам «а», «б», «в» (см. рис.3.25) может находиться в любом месте пролета, а по схеме «г» (укладке трубопровода диаметром 1420 мм) ее положение относительно сопровождающего трубоукладчика ограничено длиной «хобота» и составляет 5-7 м. Изоляционная машина должна быть расположена на расстоянии 4-6 м позади последнего по ходу колонны трубоукладчика. 4. Восьмой трубоукладчик в колонне при укладке трубопровода диаметром 1420 мм используется на участках трассы со сложными условиями, а в нормальных условиях он является резервным.

Технические характеристики трубоукладчиков отечественного и зарубежного производства

Марка трубоукладчика	ПОКАЗАТЕЛИ							
	Базовая машина	Момент устойчивости, кН·м	Грузоподъемность. Номинальная на плече 2,5 м по ANSI/ASME И 30/14; (максимальная на плече 1,22 м (ANSI/SAE J 743),т	Мощность двигателя, кВт (л.с.)	Скорость передвижения, км/ч		Среднее давление на грунт, кПа	Масса, т
					вперед	назад		
ТГ-61(ТГ-62)	ДТ-75Р-СЗ	160	6,3	70(95)	1,84-6,5	1,84-6,5	120 (67)	14,1 (15,1)
ТГ-10	Т-170М1	350	10(14)	132,5(180)	1,75-7,06	2,49-8,41	170	21,66
ТР 12.05.01; ТР-12.19.01; ТО1224Е-1.01; ТГ-124А	Т-170М1 Б.01-14 (Т10Б)	350	12,5(17,5)	132,5(180)	1,75-7,06	2,49-8,41	170 170 224 250	25,3 25,3 23,9 21,8
ТГ-163; ТГ-16.25	Т-170	400	16(22,4)	132,5(180)	1,75-7,06	2,49-8,41	170	27,4 22,3
ТР 20.19.01; ТГ-20.32	Т-170М1 Б.01-04 (Т10Б)	500	20(41) 20(25)	132,5(180)	1,75-7,06	2,49-8,41	230 180	31,25 26,23
ТГ-221	-	500	21(43)	192(261)	0-10,7	0-13,5	90	35,0
ТГ-321	-	800	32(65,6)	279(380)	0-11,8	0-14,2	85	50,9
ТГ-402	ДЭТ-350	1000	40(80)	257(350)	0-12,0	0-16,0	87	58,5
ТГ-503 Я; ТГ-503 К	ТГ-503	1080	50(102)	382(520) 353(480)	4,3-12,6	5,3-15,1	94	69,0
Caterpillar: 561М	Д5	400	9(18,1)	32(123)	3,27-9,93	4,01-12,06	60	16,25
572R	Д7	500	20(40,8)	171(230)	-	-		30,08
583R	Д8	800	32(63,5)	228(305)	-	-		44,75
589	Д9	1180	52(104,3)	313(420)	0-10,5	0-12,7	90	65,37
KOMATSU: D85C-21	Д85	500	20(41)	165(225)	0-10,7	0-13,3	90	30,05
D155C-1	Д155	815	34(70)	222(302)	0-11,2	0-12,4	87	44,90
D355C-3	Д355	1130	45(92)	264(360)	0-9,8	0-11,0	92	59,55

Параметры техники для изоляционно-укладочных работ

Диаметр трубопровода, мм	Очистная машина		Изоляционная машина		Комбинированная машина	
	марка	вес $G_{оч}$, кН	марка	вес $G_{из}$, кН	марка	вес $G_{к}$, кН
530	ОМ521	41	ИЛ-521	37,3	ОМ 522П	51
720-820	ОМЛ-4	49,6	ИЛ-821	43	ОМ 821П	62
1020	ОМ-121	69,3	ИЛ-1422	58	ОМ 1221П	128
1220	ОМ-121	69,3	ИЛ-1422	58	ОМ 1221П	128
1420	ОМ-1422	128,6	ИЛ-1422	58	ОМ 1423П	140

Раздельный способ производства изоляционно-укладочных работ применяется на участках со сложным рельефом местности, а также при строительстве трубопроводов, имеющих низкую сопротивляемость действию монтажных нагрузок. Схемы размещения механизмов в изоляционной колонне приведены на рис. 3.26. Расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков) даны в табл. 3.31.

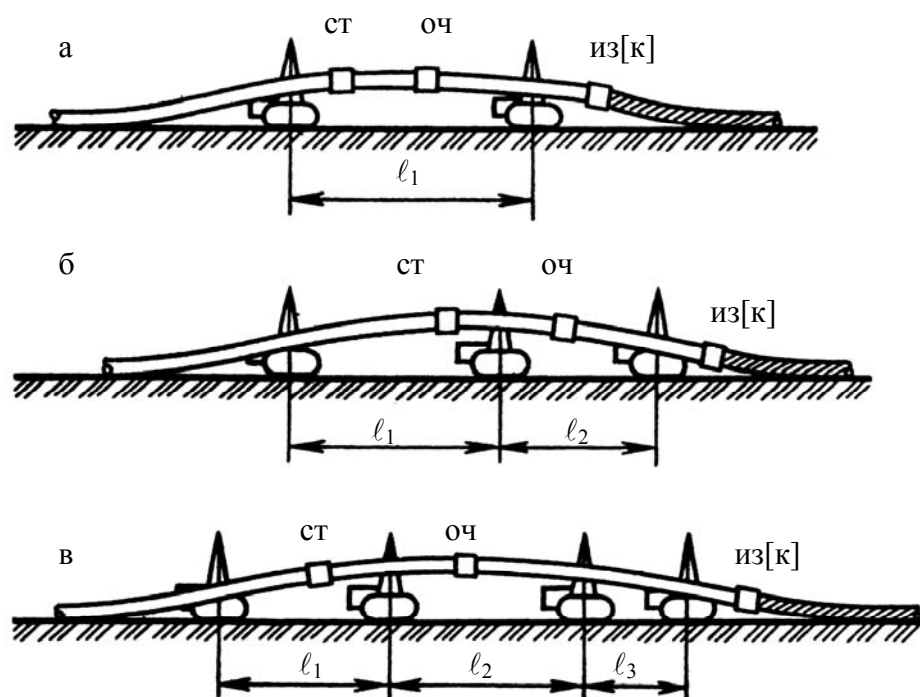


Рис.3.26. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при раздельном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров

Повышение темпов сооружения трубопроводных систем, надежности антикоррозионной защиты может быть достигнуто путем применения труб с заводской изоляцией. В нашей стране из заводской изоляции предпочтение отдается покрытию на основе полиэтилена, которое по сравнению с пленочным и эпоксидными покрытиями обладает высокими защитными физико-механическими свойствами. Освоено промышленное производство труб с полиэтиленовым покрытием на Харцызском трубном заводе. Укладка трубопровода из изолированных труб отличается от традиционной схемы выполнения этого вида работ, прежде всего тем, что в колонне отсутствуют машины для очистки и изоляции трубопровода, что существенно облегчает работы трубоукладчиков.

Таблица 3.31

Расстояния между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков при проведении изоляционных работ в трассовых условиях

Диаметр трубопровода, мм	Схема (по рис.3.26)	Расстояние между трубоукладчиками (группами), м			Максимально допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами, м
		ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	
530	а	15-20	-	-	20
720-820	б	15-20	10-15	-	35
1020	б	15-20	10-15	-	40
1220	в	10-15	15-25	10-15	40
1420	в	10-20	20-30	10-15	45

Укладка изолированного трубопровода может выполняться как непрерывно, так и циклически методом «перехвата». В первом случае для поддержания трубопровода используют катковые средства, а во втором – мягкие монтажные полотенца. Схемы расположения трубоукладчиков при укладке трубопровода с применением катковых средств, представлены на рис. 3.27. Расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков) представлены в табл. 3.32.

На участках трассы повышенной сложности во избежание поломок трубопровода или опрокидывания трубоукладчиков в колонне должен быть дополнительный трубоукладчик, снабженный монтажным полотенцем для поддержания свисающей плети трубопровода вблизи мест перегиба рельефа местности. Дополнительный трубоукладчик требуется также при укладке участков трубопровода повышенной категории.

**Расстояния между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков при
укладке изолированных трубопроводов**

Диаметр трубопровода, мм	Схема (по рис.3.27)	Расстояние между трубоукладчиками (группами), м	
		ℓ_1	ℓ_2
До 530	а	15-20	15-20
720-1020	а	20-25	30-35
1220	б	25-30	30-35
1420	в	30-40	30-35

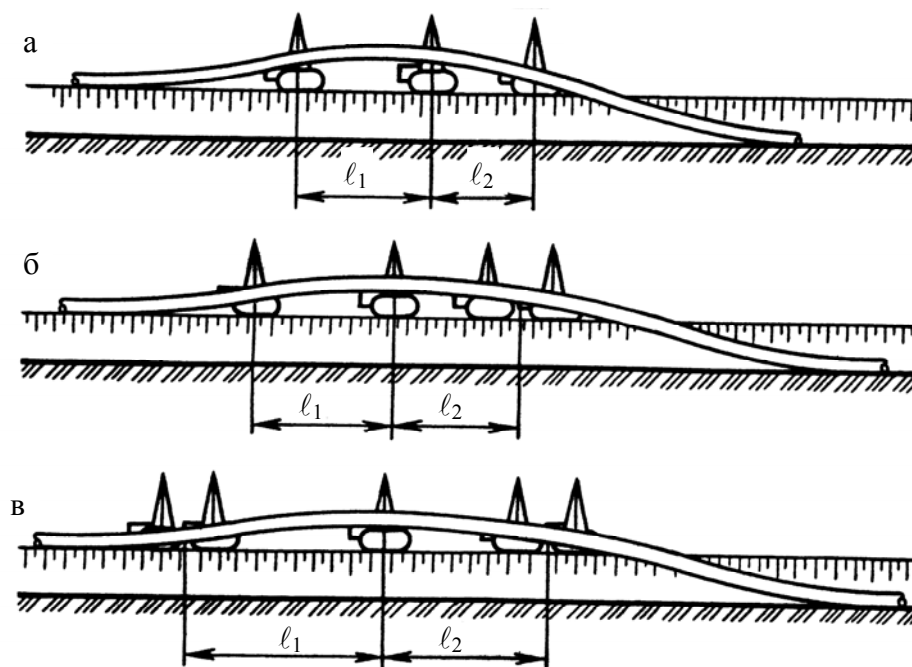


Рис.3.27. Схемы укладки в траншею трубопроводов с изоляционным покрытием

3.8.2. Расчет напряженного состояния трубопровода при совмещенном способе укладки

Как было сказано выше, изоляция и укладка трубопровода в проектное положение на дно траншеи может осуществляться совмещенным или раздельным способами. И в том, и в другом случае в качестве расчетной схемы принимают упругую изогнутую ось трубопровода. При совмещенном способе

опорные поверхности начального и конечного участков приподнятого трубопровода находятся на разных уровнях, таким образом, расчетная схема несимметрична (рис. 3.28).

Исходными данными к расчету являются: все единицы длины трубопровода $q_{тр} = q_m$; вес изоляционной и очистной машин $G_{из}$ и $G_{оч}$; высота подъема изоляционной машины $h_{из}$; высота подъема очистной машины $h_{оч}$; глубина траншеи h_T ; ширина траншеи по дну B ; угол внутреннего трения грунта $\varphi_{гр}$, жесткость трубопровода при изгибе EI , где E – модуль упругости, равный для стали $2,1 \cdot 10^5$ МПа; I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы.

В расчете сделано следующее допущение: изоляционная машина $G_{из}$ совмещена с первым краном-трубоукладчиком (или группой трубоукладчиков) K_1 , т.е. $\ell_{из}=0$, а высота подъема трубопровода первым трубоукладчиком h_1 равна высоте подъема изоляционной машины (или комбайна) $h_{из}$.

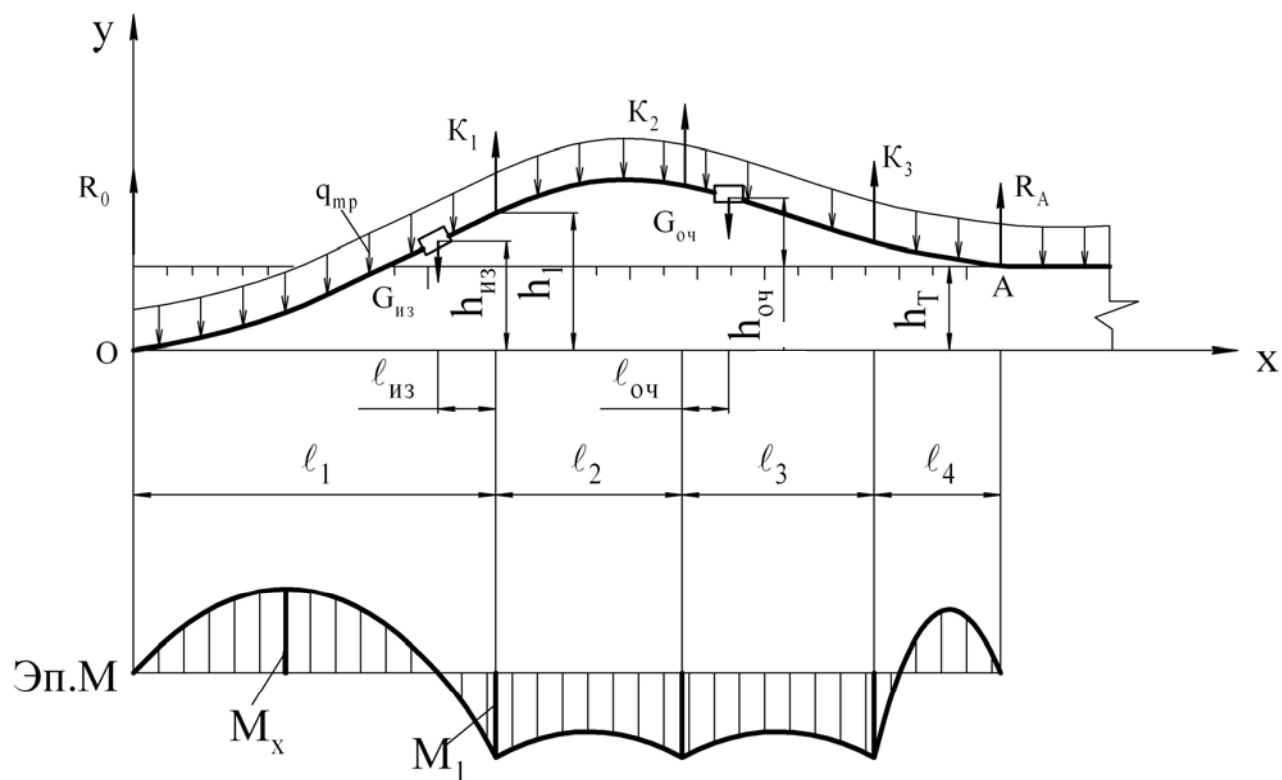


Рис.3.28. Расчетная схема несимметричного подъема трубопровода:
 K_1, K_2, K_3 – усилия, развиваемые трубоукладчиками или группой трубоукладчиков; R_0, R_A – опорные вертикальные реакции; $G_{из}$ и $G_{оч}$ – соответственно изоляционной и очистной машины; $q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса трубопровода; $h_{из}$ и $h_{оч}$ – высота подъема соответственно очистной и изоляционной машин; h_1 – высота подъема трубопровода первым трубоукладчиком; $\ell_1, \ell_2, \ell_3, \ell_4, \ell_{оч}, \ell_{из}$ – расстояния

Расстояние ℓ_1 определяется из условия равенств максимального изгибающего момента в пролете и изгибающего момента в точке подъема трубопровода первым трубоукладчиком (или первой группой трубоукладчиков) [132]:

$$\ell_1 = 2,46 \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}} . \quad (3.119)$$

Аналогично расстояние ℓ_4

$$\ell_4 = 2,46 \sqrt[4]{\frac{EIh_{оч}}{q_{mp}}} . \quad (3.120)$$

Наиболее протяженным, а следовательно, и наиболее нагруженным является пролет ℓ_1 , поэтому достаточно проверить трубопровод на прочность в пределах этого пролета. Максимальный изгибающий момент в пролете M_x и момент в точке подъема трубопровода краном-трубоукладчиком M_1 , как отмечалось выше, равны между собой по абсолютной величине.

$$M_x = |M_1| = 0,518 \sqrt{EIh_{uz}q_{mp}} . \quad (3.121)$$

Условие прочности имеет вид:

$$|M| \leq R_2 \cdot W . \quad (3.122)$$

При совмещенном способе изоляции и укладки в траншею трубопровод изгибается не только в вертикальной плоскости, но и в горизонтальной в процессе его надвигки с бровки на ось траншеи. Как правило, учет изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости дает увеличение суммарных изгибающих моментов и напряжений не более чем на 5%.

Для расчета расстояний ℓ_2 и ℓ_3 необходимо определить значения комплексов: 1 комплекс – $0,164 \cdot h_{оч} / h_{uz}$; II комплекс – $0,164 (h_{оч} + h_T) / h_{uz}$, по которым на диаграмме (рис.3.29) находят (по цифровым обозначениям) соответствующие овалы кривые: для первого комплекса из серии сплошных кривых, для второго из серии – пунктирных. Точки пересечения кривых сносят на координатные оси и получают значения параметров α и β . При этом, как правило, получают две точки пересечения, что соответствует двум вариантам расстановки трубоукладчиков. Расчет ведется по двум вариантам, а на заключительном этапе выбирают приемлемый.

Расстояния ℓ_2 и ℓ_3 найдем из выражений:

$$\ell_2 = 2,46(\beta - \alpha) \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}} ; \quad (3.123)$$

$$\ell_3 = 2,46(\alpha - 1) \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}} . \quad (3.124)$$

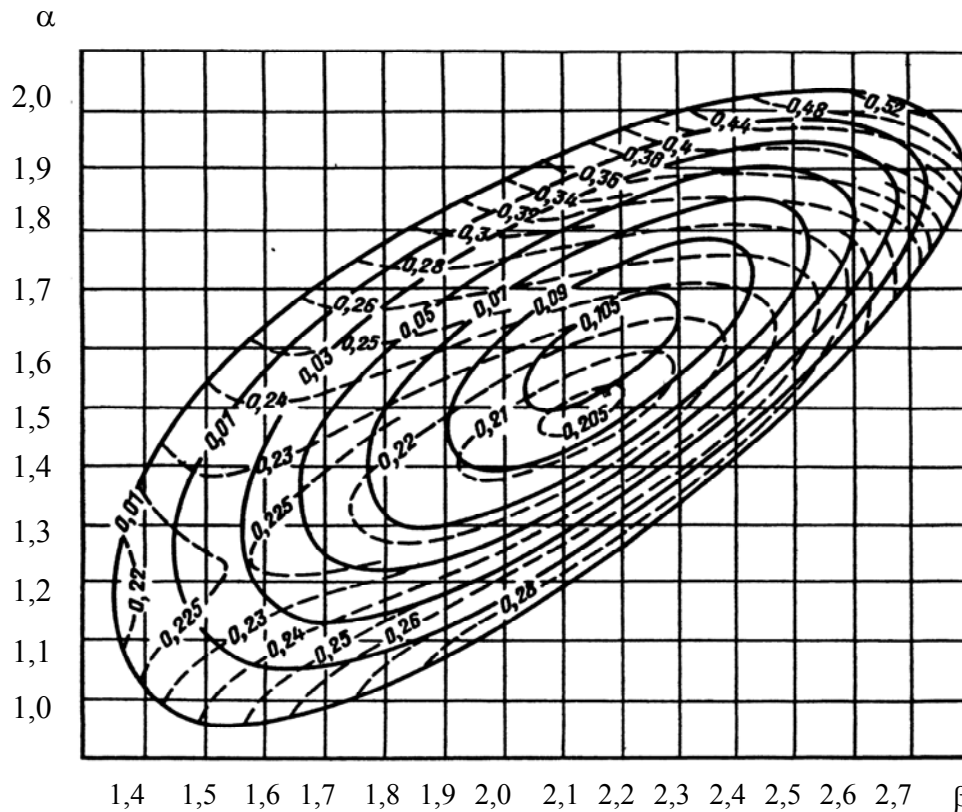


Рис.3.29. Диаграмма для определения рациональной расстановки трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне (ИУК)

Усилия на крюках трубоукладчиков или групп трубоукладчиков (в зависимости от компоновки ИУК) рассчитываются по формулам:

$$K_1 = q_{mp} \left(1,64 \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}} + \frac{\ell_2}{2} \right) + G_{uz} ; \quad (3.125)$$

$$K_2 = q_{mp} \frac{\ell_2 + \ell_3}{2} + G_{оч} ; \quad (3.126)$$

$$K_3 = q_{mp} \left(1,2 \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}} + \frac{\ell_3}{2} \right) . \quad (3.127)$$

Реакции R_o и R_A рассчитывают по формулам:

$$R_o = \frac{6EIh_{uz}}{\ell_1^3} + \frac{q_{mp}\ell_1}{4} ; \quad (3.128)$$

$$R_A = \frac{6EIh_{oc}}{\ell_4^3} + \frac{q_{mp}\ell_4}{4} . \quad (3.129)$$

Определив необходимые подъемные усилия, подбираем марку кранов-трубоукладчиков с помощью зависимости:

$$K_{don} \leq \kappa_{н.г} \cdot \frac{M_{уст}}{a} , \quad (3.130)$$

где K_{don} – допускаемое вертикальное усилие на крюке трубоукладчика; $\kappa_{н.г}$ – коэффициент надежности по грузоподъемности, учитывающий неровный рельеф местности, $\kappa_{н.г}=0,9$; $M_{уст}$ – номинальный момент устойчивости трубоукладчика, указываемый в паспорте; a – вылет стрелы, является переменным и изменяется от минимального у первого по ходу работ трубоукладчика K_3 :

$$a_{min} = 0,3 + D_n / 2 , \quad (3.131)$$

до максимального у последнего трубоукладчика K_1 :

$$a_{max} = B / 2 + h_T \operatorname{tg} \varphi_{зр} + D_n / 2 + 0,3 \text{ м} . \quad (3.132)$$

Если усилие K_1 , K_2 или K_3 превышает K_{don} , следует увеличить число трубоукладчиков в группе до двух, а иногда и до трех.

3.8.3. Расчет напряженного состояния трубопровода при раздельном способе укладки

При раздельном способе ведения изоляционно-укладочных работ, когда они выполняются в два приема (вначале изоляции на бровке, затем укладка заизолированного трубопровода в траншею), первоначальная расчетная схема симметрична (рис.3.30).

В расчете принято, что высота подъема трубопровода h_1 равна высоте подъема изоляционной машины.

Весь приподнятый над землей участок трубопровода можно рассматривать как неразрезную многопролетную балку, в которой имеются два крайних пролета ℓ_1 и средняя зона, заключенная между крайними трубоукладчиками. При подъеме трубопровода одним, двумя или тремя кранами-трубоукладчиками наиболее нагруженными являются сечения трубопровода в точках его подъема крайними трубоукладчиками. При

использовании четырех и более кранов-трубоукладчиков наиболее нагруженными становятся сечения в крайних пролетах.

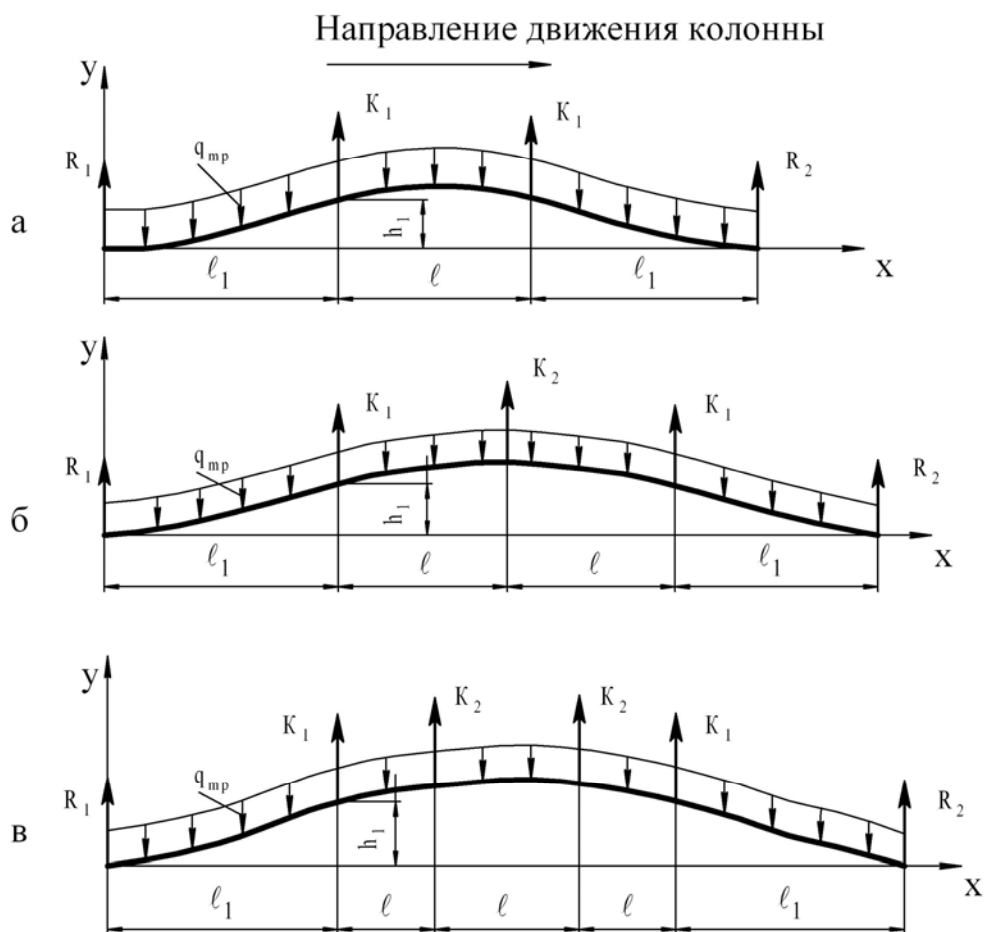


Рис.3.30. Расчетные схемы симметричного подъема трубопровода:
а – двумя трубоукладчиками; б – тремя трубоукладчиками; в – четырьмя трубоукладчиками;
 K_1, K_2 – усилия, развиваемые трубоукладчиками; R_1, R_2 – опорные вертикальные реакции; $q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса трубопровода; h – высота подъема трубопровода; l – расстояние между трубоукладчиками; l_1 – пролет

Все необходимые расчетные величины определяются из условия максимального снижения напряжений в приподнятом трубопроводе, используя безразмерные параметры, приведенные в табл. 3.33. Так, расстояние от точки касания трубопроводом грунта до первого крана-трубоукладчика

$$l_1 = \bar{l}_1 \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_{из}}{q_{мр}}} , \quad (3.133)$$

расстояние между трубоукладчиками

$$l = \bar{l}_1 / m , \quad (3.134)$$

усилия на крюках кранов-трубоукладчиков от собственного веса трубопровода

$$K_1 = \bar{K}_1 \sqrt[4]{E I h_1 q_{mp}^3} ; \quad (3.135)$$

$$K_2 = \bar{K}_2 \sqrt[4]{E I h_1 q_{mp}^3} , \quad (3.136)$$

изгибающие напряжения в трубопроводе в точках подъема крайними трубоукладчиками

$$\sigma_1 = \bar{\sigma}_1 \sqrt{E h_1 \gamma_m} , \quad (3.137)$$

максимальные изгибающие напряжения в пролете

$$\sigma_x = \bar{\sigma}_x \sqrt{E h_1 \gamma_m} . \quad (3.138)$$

Таблица 3.33

Безразмерные параметры симметричного подъема

Безразмерные параметры	Число трубоукладчиков				
	1	2	3	4	5
$m = \ell_1 / \ell$	-	1,476	1,647	1,784	1,909
$\bar{\ell}_1 = \frac{\ell_1}{\sqrt[4]{\frac{E I h_1}{q_{mp}}}}$	-	1,749	1,507	1,304	1,263
$\bar{K}_1 = \frac{K_1}{\sqrt[4]{E I h_1 q_{mp}^3}}$	3,884	2,461	2,224	2,09	1,998
$\bar{K}_2 = \frac{K_2}{\sqrt[4]{E I h_1 q_{mp}^3}}$	-	-	1,507	1,364	1,183
$\bar{\sigma}_1 = \frac{\sigma_1}{\sqrt{E h_1 \gamma_m}}$	2	1,081	0,809	0,657	0,564
$\bar{\sigma}_x = \frac{\sigma_x}{\sqrt{E h_1 \gamma_m}}$	0,667	0,696	0,725	0,742	0,757

Проверка прочности трубопровода производится по условию:

$$\sigma_1 \leq R_2 ; \quad (3.139)$$

$$\sigma_X \leq R_2 . \quad (3.140)$$

Рекомендуемая компоновка изоляционной колонны для различных диаметров трубопроводов представлена на рис.3.26 и в табл. 3.31. В соответствии с ней, к усилиям на крюках трубоукладчиков, поддерживающих очистную или изоляционную машину, следует прибавить их вес. Так, суммарное усилие на крюке крана-трубоукладчика, поддерживающую изоляционную машину,

$$K_1^c = K_1 + G_{из} . \quad (3.141)$$

Вылет стрелы любого трубоукладчика определяется как минимальный по формуле (3.131). Подбор трубоукладчиков выполняется с использованием формулы (3.130) и табл. 3.29.

Если в состав изоляционной колонны входит комбайн, заменяющий очистную и изоляционную машины, он занимает место изоляционной машины.

3.8.4. Расчет напряженного состояния при укладке изолированного трубопровода

При составлении расчетно-технологической схемы укладки изолированного трубопровода (рис.3.31) принимается, что все трубоукладчики в колонне с целью предельного снижения напряжений изгиба рационально объединены в три группы, расположенные в местах, обозначенных точками 1, 2 и 3. При этом суммарная нагрузка на каждую из групп равна соответственно K_1 , K_2 и K_3 ; расстояния L_1 и L характеризуют взаимное расположение групп трубоукладчиков.

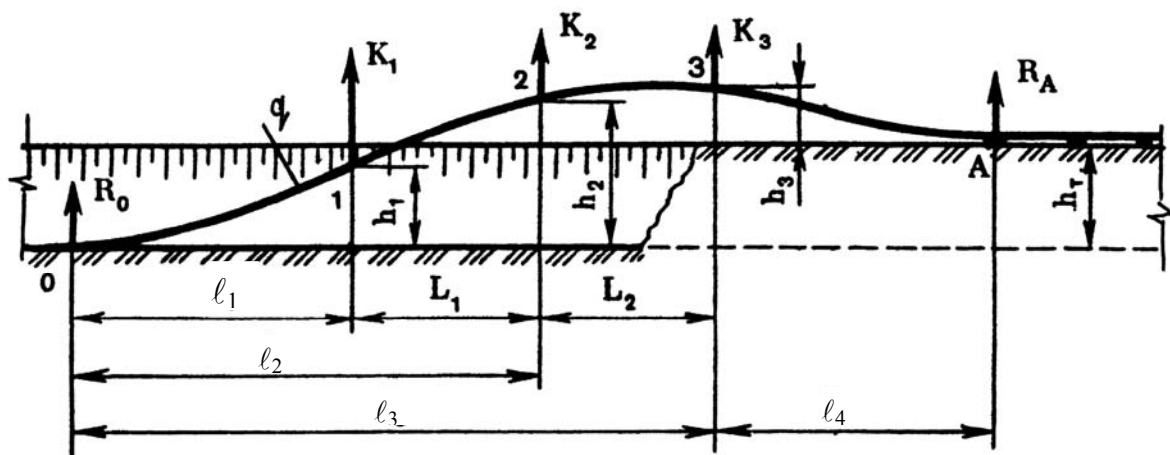


Рис.3.31. Расчетно-технологическая схема укладки трубопровода

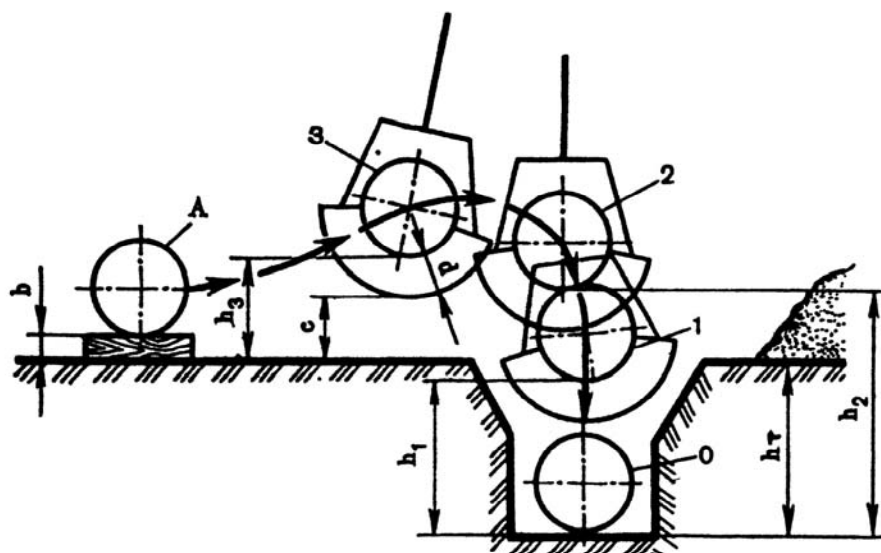


Рис.3.32. Схема поперечного перемещения трубопровода в процессе укладки:
0, 1, 2, 3 и А – последовательные положения сечений укладываемого трубопровода

В основу представленных ниже расчетных формул положены дифференциальные уравнения упругоизогнутой линии трубопровода с учетом известных граничных условий [140]. В качестве исходных для расчета (см. рис.3.31, 3.32), приняты следующие данные. Глубина траншеи h_T определяется как среднестатистическая величина для конкретных условий строительства. Технологическая высота подъема трубопровода h_1 в зоне работы последней (по ходу колонны) группы трубоукладчиков определяется «вписываемостью» контура троллейной подвески в очертания профиля траншеи. Высота лежек и выбирается, исходя из конкретных их размеров. Технологический зазор c устанавливается из условий беспрепятственного прохождения, т.е. без задевания за грунт, троллейных подвесок у трубоукладчиков головной группы (в точке 3). Диаметр катков или авиашин троллейной подвески d выбирается в соответствии с технической характеристикой используемой подвески. Кроме перечисленных исходных данных для расчета необходимо знать продольную (балочную) жесткость трубопровода EI , момент сопротивления поперечного сечения трубы W , вес единицы длины изолированного трубопровода q , а также грузоподъемность и устойчивость трубоукладчиков против опрокидывания. На первом этапе расчета определяют высоту подъема трубопровода в точке 3 по формуле $h_3 = c + d$. Затем находят безразмерные параметры S и P

$$S = 0,164 \frac{h_3 - b}{h_1} ; \quad P = 0,164 \frac{h_3 + h_T}{h_1} . \quad (3.142)$$

По значениям полученных параметров на диаграмме (рис.3.33) в семействе сплошных кривых находят сначала такую, которая совпадает по обозначению с полученным параметром S (или близка к нему), а затем из семейства пунктирных кривых такую, которая соответствует параметру P .

После этого находят точки пересечения этих кривых и определяют их координаты λ и η .

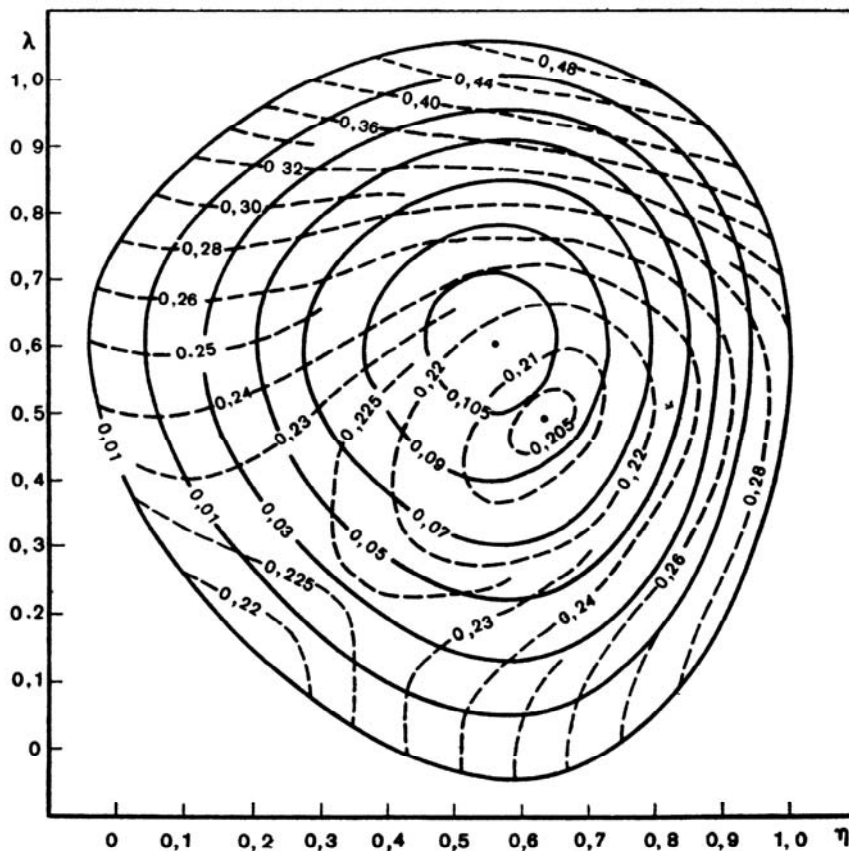


Рис.3.33. Диаграмма для определения рационального размещения групп трубоукладчиков в колонне

Как правило, имеются две точки пересечения, что говорит о возможности получения двух решений поставленной задачи. Поэтому дальнейший расчет следует выполнять по обоим вариантам и лишь на окончательной стадии выбрать предпочтительный в технологическом отношении. Далее определяют длину пролета по формуле:

$$\ell_1 = 2,46 \sqrt[4]{EIh_1 / q}. \quad (3.143)$$

Затем находят расстояния L_1 и L_2 , которые характеризуют взаимное расположение групп трубоукладчиков:

$$L_1 = \lambda \ell_1; \quad L_2 = \eta \ell_1. \quad (3.144)$$

Для нахождения длины пролета ℓ_4 можно воспользоваться соотношением $\ell_4 = \psi \ell_1$, где $\psi = 0,8$.

Нагрузки, приходящиеся на каждую группу трубоукладчиков, определяют по формулам:

$$K_1 = (0,586 + 0,5\lambda)q\ell_1; \quad K_2 = 0,5(\lambda + \eta)q\ell_1;$$

$$K_3 = \frac{1}{2\psi}[\psi^2 + \eta\psi + 0,172]q\ell_1. \quad (3.145)$$

Следует иметь в виду, что полученные нагрузки представляют собой суммарное силовое воздействие на все трубоукладчики данной группы. Для дальнейших расчетов воспользуемся условием:

$$\frac{K_i}{n_i} a_{i\text{расч}} k \leq M_{уст}, \quad (3.146)$$

где i – индекс, соответствующий порядковому номеру группы трубоукладчиков (1, 2 или 3); n – число трубоукладчиков в группе; $a_{i\text{расч}}$ – вылет крюков у трубоукладчиков в данной группе; $k=1,4$ – коэффициент запаса устойчивости против опрокидывания; $M_{уст}$ – момент устойчивости трубоукладчиков.

Расстояния между трубоукладчиками одной группы обычно принимаются равными 8-12 м. Высота подъема трубопровода в средней части колонны (в точке 2) может быть определена по формуле:

$$h_2 = 6,09[0,414(\lambda + 1)^3 + (0,586 + 0,5\lambda)\lambda^3 - 0,25(\lambda + 1)^4]h_1. \quad (3.147)$$

Для оценки напряженного состояния трубопровода при укладке определяют изгибающие моменты, действующие в опасных сечениях трубопровода, т.е. под крюками трубоукладчиков. При этом использовано условие равенства моментов во всех опасных сечениях. Искомые моменты можно определить по формуле:

$$M_1 = M_2 = M_3 = 0,52\sqrt{EIh_1q}. \quad (3.148)$$

Для нахождения напряжений изгиба воспользуемся выражением:

$$\sigma_1 = M_1 / W = 0,52\sqrt{EIh_1q} / W^2. \quad (3.149)$$

Если считать, что трубопровод представляет собой тонкостенную конструкцию, т.е. $D_n \gg \delta$, то справедливы соотношения:

$$W = \pi D_n^2 \delta / 4; \quad I = \pi D^3 \delta / 8; \quad q = \pi D \delta \cdot \gamma_m, \quad (3.150)$$

где γ_m – удельный вес стали.

При этом выражение (3.149) примет вид:

$$\sigma_1 = 0,74 \sqrt{E \gamma_m h_1}. \quad (3.151)$$

Здесь E – модуль упругости стали, $E = 2,1 \cdot 10^8$ кН/м². Из формулы (3.151) следует, что для заданной расчетно-технологической схемы напряжения изгиба не зависят от диаметра трубопровода и толщины стенки.

3.9. Очистка полости и испытание трубопроводов

Особое место в общем комплексе линейных работ занимают процессы очистки полости, испытания и удаления воды. В результате их проведения определяются важнейшие показатели готовности построенного объекта к эксплуатации – чистота полости, прочность и герметичность.

После окончания строительно-монтажных работ подрядчик под контролем заказчика и технадзора производит очистку полости трубопровода, внутритрубую профилометрию, испытания и опорожнение трубопровода от воды, соблюдая единую последовательность работ:

- очистка полости магистрального трубопровода;
- подъем давления до $P_{раб}$ и выдержка в течение 3 часов;
- проведение профилометрии;
- вскрытие и устранение выявленных дефектов, и проведение их дополнительного дефектоскопического контроля;
- проведение испытаний на прочность;
- снижение давления до $P_{раб}$ и проверка на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трубопровода, с целью выявления утечек, но не менее 12 часов;
- опорожнение трубопровода от воды.

При проведении данных работ устраиваются камеры пуска и приема поточных средств. Конструкции и их расчет приведены в [88;94].

В соответствии с рекомендациями СНиП III – 42 – 80* [123] этапы, величины давлений и продолжительность испытания трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность приведены в приложении М

3.9.1. Выбор оборудования

Для очистки внутренней полости и испытания трубопроводов используется комплекс специальных машин. Вода для промывки и гидравлического испытания закачивается передвижными агрегатами (табл. 3.34). Сжатый воздух закачивается в трубопровод при продувке, освобождении воды и пневматическом испытании передвижными компрессорными установками (табл.3.35).

Выбор оборудования осуществляется, учитывая основные технологические параметры очистки и испытания: избранный способ (пневматический или гидравлический), необходимое давление в трубе протяженность участка трубопровода, а также время, отведенное для работ этих видов по календарному плану строительства [70].

Одним из перспективных направлений, существенно ускоряющих процесс проведения работ по очистке полости строящихся трубопроводов, является использование авиационных двигателей в качестве источника сжатого воздуха [88].

Примером может служить модернизированный вариант – установка ТК-21М, имеющая следующую техническую характеристику:

Производительность , $\text{м}^3/\text{мин}$	1000
Давление, МПа	1,3
Расход топлива, т/ч	3,5-7,0
Габариты, м:	
блока управления	4,0×2,2×2,2
блока компрессора	4,5×2,2×2,2
Масса, т:	
блока управления	4
блока компрессора	6

Технология, основанная на использовании передвижных компрессорных установок высокой производительности, имеет две главные особенности:

- сжатый воздух подается в трубопровод непосредственно от установки, а не закачивается предварительно в ресивер;
- установка легко (за 2-3 ч) может быть подготовлена к работе в любой точке трубопровода.

Таблица 3.34

Техническая характеристика агрегатов для промывки, гидравлического и комбинированного испытания

Марка агрегата	Подача м ³ /ч	Напор, м	Тип двигателя	Тип насоса	База	Мощность двигателя, кВт	Габариты, мм			Масса, кг
							длина	ширина	высота	
Наполнительные агрегаты										
АН-151	150	360	1Д12	6МС-7×9	Прицеп МАЗ-5207 ВШ	220	5000	2400	2900	8100
АН-161	160	376	2Д12Б	6МС-7×9	Прицеп МАЗ-8925	220	6300	2500	3480	9750
АН-2	260	155	1Д12	6МС-7×9	Прицеп МАЗ-5207 ВШ	220	5000	2400	2900	8200
АН-261	260	155	2Д12Б	8МС-7×9	Прицеп МАЗ-8925	220	6300	2500	3480	9800
АН-501	540	240	1Д12Н-500	3В-200×4	Сварная рама	370	6000	1900	2650	8400
АН 1001	1000	60	2Д12Б	12НДС	Прицеп МАЗ-8925	220	6300	2500	3445	8360
Опрессовочные агрегаты										
АО-2	25	800	Д-108	9Т	Прицеп МАЗ-5207ВШ	80	5400	2400	3000	9300
АО-161	22	1600	а-01 МБ	9МГр-61	То же	96	6300	2500	2350	9000
ЦА-300	15,7-82,2	190/36	ЯАЗ-206	9Т	Автомобиль	81	9600	2865	2650	1550
ЦА-320М	18,4-82,2	182/40	ЯАЗ-М206А	9Т	Автомобиль	132	10425	3225	2650	1720
2АН-500	18,4-54	508/173	В2-500АЧ	9Т2Р-500	Автомобиль	235	9800	3270	2900	2000
АЗИНМАШ-32	12,7-51,1	160/40	КДМ-100	1НП-160	Трактор	73,5	5900	2920	2400	1510
Наполнительно-опрессовочные агрегаты										
АНО-201	$\frac{65}{1,2}$	$\frac{75}{2000}$	ГАЗ-321	$\frac{ЗК-6}{ГН-1200-400}$	Прицеп ЛМЗ	22	2700	1710	2050	2100
АНО-202	$\frac{65}{1,8}$	$\frac{75}{2000}$	ЗМЗ-321-01	$\frac{ЗК-6}{ГБ-351А}$	Прицеп 2-ПН-2	22	4085	1890	2170	2800

Примечание. Для агрегатов АНО-201 и АНО-202 указаны в числителе данные, относящиеся к наполнительной части, в знаменателе – к опрессовочной.

Таблица 3.35

Техническая характеристика агрегатов для продувки и пневматического испытания воздухом

Марка компрессорной станции	Производительность КС, м ³ /мин	Давление нагнетания, МПа	База	Привод от двигателя	Мощность двигателя, кВт	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
КС низкого давления							
АМС-4	57,5-70,3	1-2	Тележка на пневмоколесном ходу		515	13820×3250×3450	52000
ЗИФ-55	5	0,7	То же	ЗИЛ-121	72	3450×1820×1770	2750
КС-9	8,5	0,6	То же	КДМ-100	73,5	5080×1890×21--	5750
ДК-9	10	0,6	То же	КДМ-100	73,5	5035×1850×2550	5650
ПК-10	10,5	0,7	То же	Д-108	79,5	4700×1890×2610	5100
КС высокого давления							
АМС-2	57,5-70,3	1-10	Тележка на пневмоколесном ходу		515	11320×3250×3450	38700
КС-100	16	10	То же	1Д12Б	302	11000×3140×3400	23000
АКС-8	2	23	То же	ZFP-204	81	3530×1910×2220	3950
ERG-80	80	8	Тележка «Восток» на гусеничном ходу	ВС-300	220	6750×2590×2870	16100

Примечание. Компрессоры ЗИФ-55, КС-9, ДК-9, ПК-10, АКС-8, УКП-80 применяют для вытеснения воды на газопроводах диаметром до 500 мм (в связи с их небольшой подачей).

Отсюда вытекают следующие преимущества:

- минимальные сроки выполнения работ;
- деление трубопровода на участки, последовательность выполнения на них и направление движения очистных устройств могут быть выбраны произвольно;
- повышение кратности пропуска очистных устройств, практически не связано ни с каким увеличением сроков работ кроме времени на установку в трубопровод следующего очистного устройства, если узел пуска не предусматривает последовательный запуск нескольких поршней.

3.9.2. Определение технологических параметров

3.9.2.1. Промывка трубопроводов

Очистку полости промывкой следует выполнять на трубопроводах (участках трубопроводов) любых назначений и диаметров, которые испытываются гидравлическим способом. При промывке по трубопроводам пропускают поршни-разделители, перемещающиеся в потоке воды, закачиваемой для гидравлического испытания. Впереди поршней-разделителей в трубопровод для размыва загрязнений рекомендуется заливать воду в объеме 10-15% от объема участка.

При промывке основными параметрами являются давление воды на поршень-разделитель на узле пуска, скорость перемещения поршней-разделителей по трубопроводу, протяженность промываемого участка.

Давление воды на узле пуска устанавливают с учетом следующих факторов:

- потерь давления на участке перед разделителем, характеризующих степень загрязнения трубопровода;
- перепада давлений, вызываемых собственно поршнем-разделителем (обычно до 0,1 МПа);
- объема залитой впереди поршня-разделителя воды;
- гидравлических потерь на перемещение воды на участке за поршнем-разделителем, которые определяются разностью вертикальных отметок трубопровода.

На практике давление воды на узле пуска устанавливают и поддерживают на уровне 0,2-0,3 МПа при спокойном рельефе местности.

Оптимальная скорость перемещения поршней-разделителей регламентирована нормативами и должна быть не менее 1-1,5 км/ч. Для создания такой скорости необходимо применение одного или нескольких дополнительных агрегатов, имеющих соответствующую производительность и обеспечивающих необходимое давление.

Протяженность промываемого участка ограничивается износоустойчивостью очистного устройства [94]. На практике средняя протяженность промываемых участков составляет 15-60 км.

Время заполнения трубопровода водой или воздухом до избыточного давления 0,1 МПа можно определить по номограмме (рис.3.34). Для сокращения размеров и удобства использования номограмма построена на логарифмической сетке с соответствующими делениями осей абсцисс и ординат. Номограмма состоит из двух частей: в правой части по оси абсцисс отложена протяженность ℓ участка трубопровода от 1 до 100 км, наклонные линии обозначают условные диаметры D , трубопроводов от 200 до 1400 мм. По оси абсцисс в левой части отложена продолжительность наполнения $t_{\text{нап}}$ от 0,1 до 1000 ч, наклонные линии означают подачу Q компрессорных станций и наполнительных агрегатов. По оси ординат отложена емкость внутренней полости трубопровода в м^3 .

Для определения времени заполнения трубопровода воздухом до создания давления p (МПа) необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\tau_{\text{нр}} = 10 p \tau_{\text{н}} . \quad (3.152)$$

Номограмма позволяет производить расчеты при работе на любое давление несколькими агрегатами. При использовании для наполнения трубопровода группы наполнительных агрегатов (или компрессоров, состоящей из n агрегатов, время наполнения $\tau_{\text{н}}$ необходимо разделить на число этих агрегатов. Если трубопровод заполняется воздухом последовательно компрессорами низкого и высокого давления, то время заполнения следует определять отдельно для каждого приема, а затем полученные результаты просуммировать.

При необходимости определения времени заполнения трубопровода агрегатами, производительность которых не указана в номограмме (см.рис.3.34), по двум произвольно выбранным продолжительностям заполнения проводят наклонную линию, которая, естественно, пройдет параллельно ранее нанесенным.

При выборе типа и количества наполнительных агрегатов при заполнении трубопровода водой приходится определять потери давления на преодоление сил трения и перемещении загрязнений (табл.3.36).

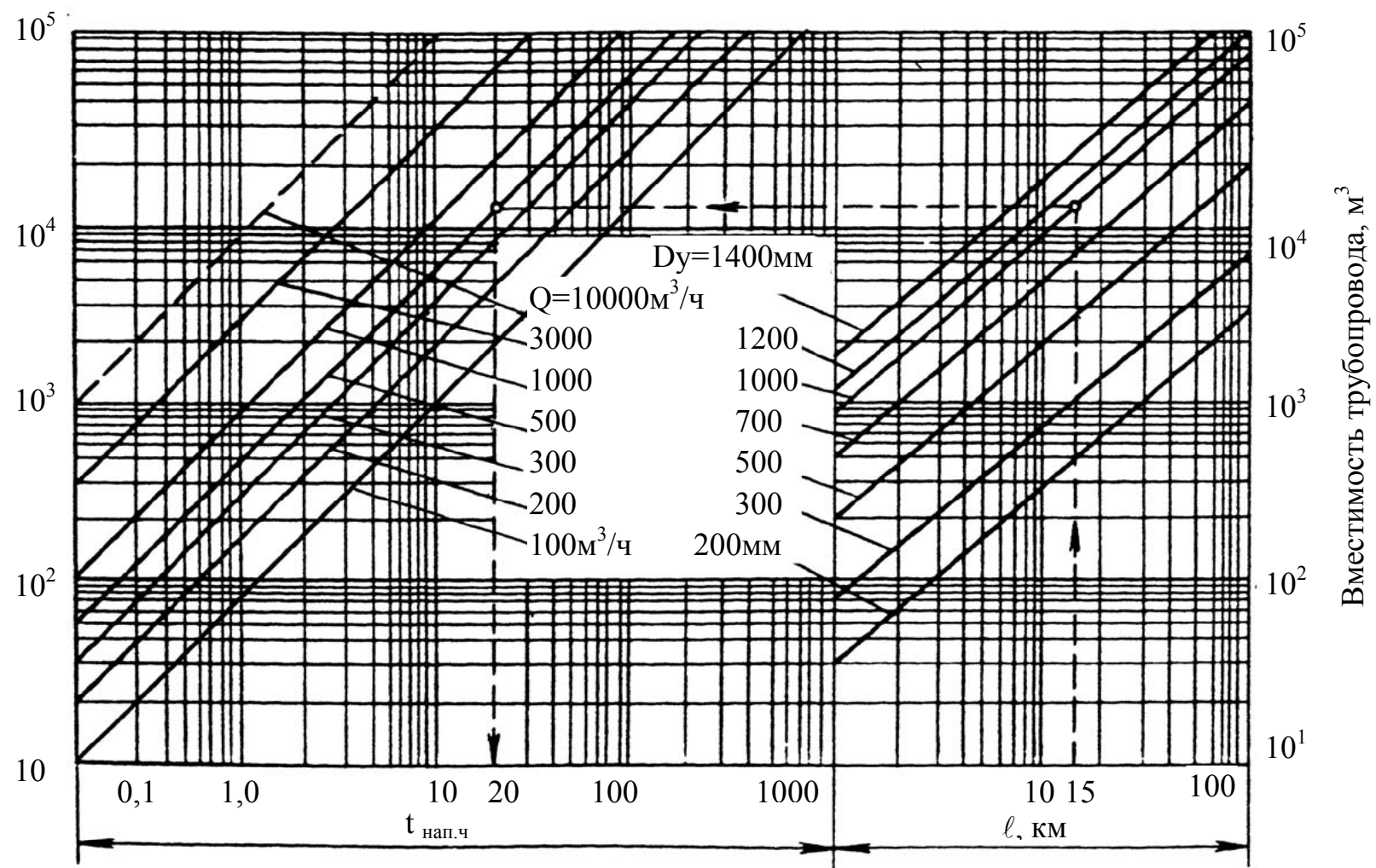


Рис.3.34. Номограмма для определения времени заполнения трубопровода водой или воздухом

Зависимость потерь на трение от диаметра трубопровода и расхода воды на 1 км

Условный диаметр трубопровода D_y , мм	Потери напора (м) при расходе воды (м ³ /ч), равном				
	100	300	500	1000	2000
1400	0,00029	0,0020	0,0050	0,0178	0,0616
1200	0,00051	0,0036	0,0091	0,0320	0,1110
1000	0,00148	0,0103	0,0255	0,0892	0,3315
700	0,00613	0,0580	0,1516	0,5308	1,9718
500	0,02240	0,3118	0,7648	2,8556	11,423
300	0,3926	4,0100	10,491	39,347	157,39

3.9.2.2. Продувка трубопровода

При продувке основными параметрами являются длина продуваемого участка, необходимое давление в ресивере, диаметр обводной линии, время заполнения ресивера до заданного давления.

Расчетная схема продувки приведена на рис.3.35. При расчете параметров продувки используют абсолютное давление воздуха или газа.

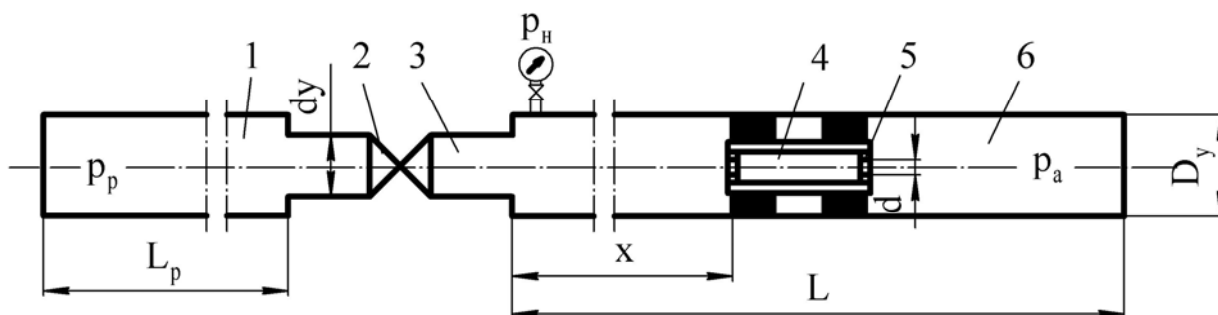


Рис.3.35. Расчетная схема процесса продувки:

1 – ресивер; 2 – запорный кран; 3 – перепускная линия; 4 – очистной поршень; 5 – перепускной патрубок очистного поршня; 6 – продуваемый участок

Предельную длину участка, продуваемого в режиме механического перемещения загрязнений непосредственно перед поршнем, определяют из выражения:

$$L_{max} = k_1 D_y / V \quad , \quad (3.153)$$

где k_1 – коэффициент, зависящий от вида загрязнения; при очистке от глинистых грунтов $k_1=2,5-3,0$, от других загрязнений $k_1=4-5$; D_y – условный

диаметр трубопровода, м; V – объем загрязнений в расчете на 1 м продуваемого трубопровода, м³,

$$V = P / \rho_{\text{гп}} \quad (3.154)$$

P – масса загрязнений в расчете на 1 м продуваемого трубопровода (табл.3.37), кг, $\rho_{\text{гп}}$ – плотность грунта, кг/м³.

При расчете параметров продувки трубопроводов, прокладываемых в сложных условиях, значения P увеличивают в 1,5-2 раза.

Таблица 3.37

Масса загрязнений P (кг/м) в 1 м продуваемого участка

D_y , м	Трубопроводы, очищенные прохождением очистных устройств	Трубопроводы, не очищенные прохождением очистных устройств
0,2-0,7	0,02-0,03	0,2-0,3
0,8-1,0	0,04-0,05	0,3-0,4
1,2-1,4	0,06-0,1	0,4-0,6

Следует иметь в виду, что каждое очистное устройство имеет свое ограничение «пробега» по изнosoустойчивости. Так, очистной поршень типа ОП применяется на участках протяженностью не более 40 км.

Распределение сопротивлений по длине участка трубопровода при его очистке определяют по формуле [35;132]:

$$\sigma = \frac{1}{10^4} \left(\frac{D_y \rho_{\text{гп}}}{4\eta} - \frac{10^4 c_{\text{гп}}}{\eta f} \right) \left(\exp \frac{5,09 \eta f V \cdot x}{D_y^3} - 1 \right), \quad (3.155)$$

где η – коэффициент бокового давления грунта; $c_{\text{гп}}$ – сцепление грунта; f – коэффициент трения при перемещении загрязнений по внутренней поверхности трубопровода; x – текущая координата по длине продуваемого участка.

При расчетах используют усредненные параметры грунтовых загрязнений (табл.3.38) и принимают равным x равным длине продуваемого участка L .

В ориентировочных расчетах значения σ можно принять в зависимости от диаметра трубопровода D_y :

D_y , м	0,2-0,4	0,5-0,8	1,0-1,4
σ , МПа	0,18-0,1	0,08-0,05	0,04-0,03

Начальное давление в ресивере

$$p_p = (n + L/L_p) A_1, \quad (3.156)$$

где n – коэффициент запаса, $n = 1,5–2,0$; L – длина продуваемого участка, максимальное значение которой находится по формуле (3.153); L_p – длина ресивера, которую рекомендуется принимать равной длине продуваемого участка.

Таблица 3.38

Усредненные параметры грунтовых загрязнений

Вид грунтов	ρ_{gp} , кг/м ³	f	η	c_{gp} , МПа
Песчаные и супесчаные	1800	0,5	0,43	0,002
Сухие глинистые	1600	0,4	0,5	0,003
Влажные глинистые	1800	0,4	0,15	0,008

Ориентировочные значения p_p принимаются по табл.3.39.

Таблица 3.39

Начальное давление (в МПа) в ресивере при продувке трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Для трубопроводов, предварительно очищенных протягиванием очистных устройств	Для трубопроводов, без предварительного протягивания очистных устройств
До 400	0,6	1,2
500-800	0,5	1,0
1000-1400	0,4	0,8

Площадь проходного сечения крана обводной линии

$$S_k = \frac{Sv}{k_3 \left(\frac{p_p}{A_2} - \frac{L}{L_p} \frac{A_1}{A_2} \right)}, \quad (3.157)$$

где S – площадь внутренней полости трубопровода,

$$S = \frac{\pi}{4} D_{\text{ен}}^2 \quad ; \quad (3.158)$$

v – скорость движения поршня (например, для продувки сжатым воздухом или природным газом подземных трубопроводов диаметром 250-1420 мм с использованием очистного поршня типа ОП оптимальная скорость составляет 8,5 м/с и обеспечивается давлением в ресивере, принятом по табл.3.39.

Значения A_1 и A_2 определяют следующим образом:

$$A_1 = \Delta p + \sigma + p_a \quad ; \quad (3.159)$$

$$A_2 = \Delta p + \sigma_1 + p_a \quad , \quad (3.160)$$

где Δp – сопротивление перемещению очистного поршня по трубопроводу; $\Delta p = 0,05\text{--}0,1$ МПа; p_a – атмосферное давление, принимаемое $p_a = 0,1$ МПа; σ_1 – сопротивление воздушному потоку,

$$\sigma_1 = \frac{1}{10^4} \left(\frac{D_y \rho_{\text{сп}}}{4\eta} - \frac{10^4 c_{\text{сп}}}{\eta f} \right) \left[\left(\exp \frac{5,09\eta f V x}{D_y^3} + 1 \right) \exp \frac{5,09\eta f V x}{D_y^3} - 1 \right] \quad . \quad (3.161)$$

Значение k_3 в формуле (3.157) принимается:

- для воздуха

$$k_3 = 0,69 \sqrt{RT\mu} \quad ; \quad (3.162)$$

- для газа

$$k_3 = 0,67 \sqrt{RT\mu} \quad , \quad (3.163)$$

где R – универсальная газовая постоянная, Н/м (кг·К), равная для воздуха 287,04, бутана 143,08, метана 519,26, пропана 197,45; T – абсолютная температура газа; μ – коэффициент расхода крана обводной линии, ориентировочно можно принять $\mu = 0,6$.

Сопротивление воздушному потоку σ_1 рассчитывается при $x = L$.

Диаметр обводной линии и условный диаметр арматуры находят по формуле:

$$d_y = 1,13 \sqrt{\frac{S_{\kappa}}{c_1}} \quad , \quad (3.164)$$

где c_1 – коэффициент, характеризующий сужение потока в запорной арматуре, ориентировочно равный 0,6-0,7.

Параметры продувки в других режимах рассчитываются по методикам, приведенным в [35].

Время повышения давления от начального p_0 до испытательного $p_{исп}$ с помощью группы опрессовочных агрегатов с учетом возможного наличия в трубопроводе воздушных пробок определяется соотношением [96]:

$$\Delta t = \frac{\pi D_{вн}^2 L}{4 \sum_{i=1}^n Q_i} (p_{исп} - p_0) \left[\frac{(1 - \nu^2) D_{вн}}{\delta E} + \frac{\kappa_o}{Z_o p_{исп}} \right], \quad (3.165)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; L – протяженность испытываемого участка, м; n – число опрессовочных агрегатов; Q_i – производительность i -го опрессовочного агрегата, м³/ч; $p_{исп}$ – испытательное давление, Па; p_0 – начальное давление, Па; ν – коэффициент Пуассона; δ – толщина стенки трубы; E – модуль Юнга, Н/м²; Z_o – коэффициент сжимаемости воздуха; κ_o – часть испытываемого трубопровода, занятая воздухом, для расчета можно принять в среднем $\kappa_o = 0,05$.

Коэффициент сжимаемости воздуха находим по уравнению Бергло:

$$Z_o = 1 + 0,07 \frac{p_o T_{кр}}{T_o p_{кр}} \left[1 - 6 \left(\frac{T_{кр}}{T_o} \right)^2 \right], \quad (3.166)$$

где $T_{кр}$ – критическая температура воздуха, К; T_o – температура испытательной среды, К; $p_{кр}$ – критическое давление воздуха, Па.

3.9.3. Расчет продолжительности выполнения работ по очистке полости, испытанию и удалению воды (ОПИУ или ОПИ)

Продолжительность работ по ОПИУ (ОПИ) применительно к объекту следует рассчитывать последовательно в два этапа:

- на первом этапе рассчитывают продолжительность работ по ОПИУ (ОПИ) для каждого участка испытаний;
- на втором этапе с учетом полученных результатов расчета первого этапа определяют продолжительность работ по ОПИУ (ОПИ) для всего объекта.

Продолжительность работ (T) по ОПИУ или ОПИ на участке испытания рассчитывают по формуле:

$$T_{ОПИУ,уч} = \sum_1^n \tau_i , \quad (3.167)$$

где τ_i – продолжительность проведения i -го вида работ i -го процесса по принятой технологической структуре и организационно-технологической схеме.

Продолжительность выполняемых работ определяют следующим образом:

а) подготовительные работы потоков ОПИУ или ОПИ ($\tau_{подг.}$) – рассчитывают по действующим нормативным документам с учетом фактических объемов работ для данной технологической структуры;

б) промежуточные работы потоков ОПИУ или ОПИ ($\tau_{пром.}$) для всех процессов – устанавливают по любой из технологических структур в соответствии с действующими нормативными документами и с учетом фактических объемов работ для данного процесса;

в) заключительные работы потоков ОПИУ или ОПИ ($\tau_{закл.}$) – рассчитывают по действующим нормативным документам с учетом фактических объемов работ для данной технологической структуры.

Расчет продолжительности выполнения простых процессов включает определение:

- продолжительности осуществления процесса промывки с пропуском поршней-разделителей по формуле (сут):

$$\tau_{прм} = 33 \frac{D_y^2 \ell K_2}{Q_{нап} Z_1 K_1} , \quad (3.168)$$

где D_y – условный диаметр трубопровода, м; ℓ – протяженность участка, км; K_1 – коэффициент, учитывающий организационно-технические перерывы в работе наполнительных агрегатов или передвижных компрессорных станций $K_1=0,6-0,8$; K_2 – коэффициент, учитывающий объем предварительного заполнения трубопровода водой для его промывки, $K_2 = 1,15-1,20$; $Q_{нап}$ – производительность наполнительного агрегата, м³/ч; Z_1 – число наполнительных агрегатов;

- продолжительности продувки воздухом по формуле (сут.):

$$\tau_{прд.вз} = 33 \frac{D_{рес}^2 \ell_{рес} P_{рес}}{Q_{комп} \cdot Z \cdot K_1} + \tau_{прон} , \quad (3.169)$$

где $D_{рес}$ – диаметр ресивера, м; $\ell_{рес}$ – длина ресивера, км; $P_{рес}$ – давление в ресивере при продувке, кгс/см²; $Q_{комп}$ – производительность компрессора, м³/ч; Z – число компрессоров; $\tau_{прон}$ – продолжительность организации продувки и пропуска очистного поршня, $\tau_{прон} = 1$ сут.;

- продолжительности выполнения процесса продувки природным газом по формуле (сут)

$$\tau_{прд.гз} = \tau_{нап.гз} + \tau_{в.гз} + \tau_{прон} , \quad (3.170)$$

где $\tau_{нап.гз}$ – продолжительность заполнения ресивера природным газом до давления $P_{рес}$ принимают по скорости подъема давления газа в зависимости от производительности его источника, но не более 3 кгс/см²/ч (0,3 МПа/ч); $\tau_{в.гз}$ – продолжительность вытеснения воздуха газом принимается из расчета средней скорости передвижения газа по трубопроводу $\tau_{в.гз} = 3-5$ км/ч;

- продолжительности процесса гидравлического испытания по формуле (сут)

$$\tau_{и.гидр} = \tau_{нд.нап} + \tau_{нд.о} + \tau_{инр.гидр} + \tau_{и.герм} + 2\tau_{сд.вд} , \quad (3.171)$$

где $\tau_{нд.нап}$ – продолжительность подъема давления в трубопроводе наполнительными агрегатами; принимают

$$\tau_{нд.нап} = (0,4 - 0,5) \tau_{пр.м} ;$$

$\tau_{нд.о}$ – продолжительность подъема давления опрессовочными агрегатами

$$\tau_{нд.о} = (0,2 - 0,3) \tau_{пр.м};$$

$\tau_{инр.гидр}$ – продолжительность выдержки трубопровода под испытательным давлением на прочность при гидравлическом испытании $\tau_{инр.гидр} = 1$ сут.;

$\tau_{и.герм}$ – продолжительность проверки на герметичность $\tau_{и.герм} = 1$ сут.

Примечание. Величина $\tau_{и.герм}$ может быть предусмотрена более 1 сут. в зависимости от следующих факторов: используемых методов и оборудования для обнаружения мест утечек, условий производства работ и протяженности испытываемого участка.

$\tau_{сд.вд}$ – продолжительность снижения давления с испытательного до рабочего или с рабочего до атмосферного; $\tau_{сд.вд} = 1,0-0,3$ сут.

Примечание. В случае удаления воды после гидравлического испытания давление снижается до давления, обеспечивающего наиболее качественное выполнение этого процесса; обычно принимают $\tau_{сд.вд} = 1-2$ сут.

Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ГУП «ИПТЭР») разработаны нормы продолжительности испытаний магистральных нефтепроводов, учитывающие время проведения подготовительных работ, врезки патрубков для заполнения нефтепроводов водой, устройства вспомогательных обвязок для сброса опрессовочной воды в котлованы и других операций, а также время замещения нефти водой, время ликвидации отказов, возникших при испытаниях [40].

Время замещения нефти водой рассчитывают в зависимости от используемого способа: магистральными насосами со средней скоростью перекачки, зависящей от диаметра нефтепровода, или дополнительными агрегатами АН-501 со средней подачей одним агрегатом около 480 м³/ч.

При испытаниях время ликвидации отказов определяют из расчета один отказ на 20 км испытываемого нефтепровода (исходя из опыта испытаний действующих нефтепроводов). Среднее время восстановления одного отказа в зависимости от диаметра трубопровода берут из Рекомендаций по определению надежности линейных участков магистральных нефтепроводов и их элементов. Время замещения опрессовочной воды нефтью при расчете времени не учитывают, поскольку в этом случае нефтепровод заполняют нефтью, и происходит процесс перекачки.

Остальные составляющие времени испытаний приняты по средним значениям составляющих (табл.3.40).

Время испытаний τ зависит от длины (рис.3.36) и диаметра (рис.3.37) испытываемых участков нефтепроводов и применяемых средств.

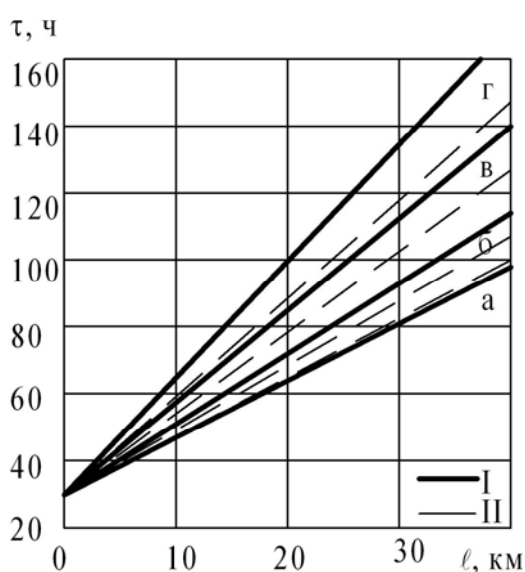


Рис.3.36. Зависимость времени испытаний τ от длины ℓ участка нефтепровода:
I – заполнение насосами; II – заполнение агрегатом АН-501; а, б, в, г – условный диаметр нефтепровода соответственно 500, 700, 1000, 1200 мм

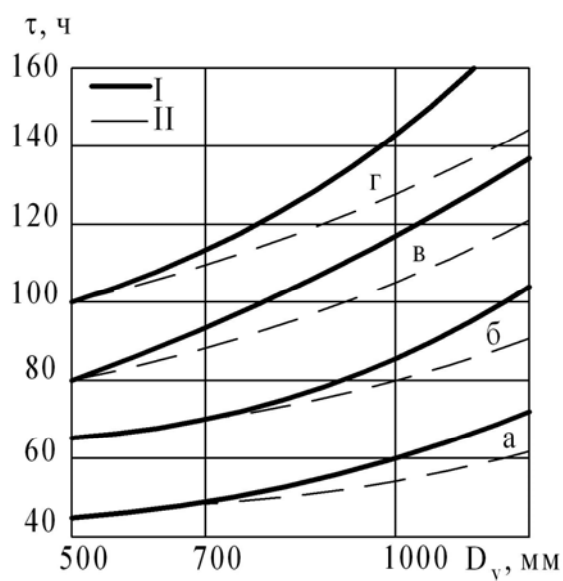


Рис.3.37. Зависимость времени испытаний τ от диаметра D участка нефтепровода:
I – заполнение насосами; II – заполнение агрегатом АН-501; а, б, в, г – длина участка соответственно 10, 20, 30, 40 км

Таблица 3.40

Продолжительность испытаний действующих нефтепроводов

Длина участка, км	Условный диаметр нефтепровода, мм	Время, ч										
		заполнения			подъема давления до испытательного	выдержки испытательным давлением	циклических изменений давлений	снижение давления до рабочего	осмотра участка	ликвидации отказов	испытаний	
		подготовительных работ	магистральными насосными агрегатами	насосными установками АН-501							при заполнении магистральными и насосными агрегатами	насосными установками АН-501
10	500	3	2,1	2	0,5	24	3	0,5	2	13	48,1	48
	700	3	1,8	4	0,5	24	3	0,5	2	15	49,8	52
	1000	3	1,3	4,2	0,5	24	3	0,5	2	21,5	55,8	58,7
	1200	3	1,2	6	0,5	24	3	0,5	2	25,5	59,7	64,5
20	500	3	4,2	4	1	24	3	1	4	26	66,2	66
	700	3	3,6	8	1	24	3	1	4	30	69,6	74
	1000	3	2,6	8	1	24	3	1	4	48	81,6	87
	1200	3	2,4	11	1	24	3	1	4	51	89,4	98
30	500	3	6,3	6	1,5	24	3	1	4	39	81,8	81,5
	700	3	5,4	12	1,5	24	3	1	4	45	86,9	93,5
	1000	3	3,9	12,5	1,5	24	3	ё	4	64,5	104,2	113,5
	1200	3	3,6	18	1,5	24	3	1	4	76,5	116,6	131
40	500	3	8,4	8	2	24	3	1,5	6	52	99,9	99,5
	700	3	7,2	16	2	24	3	1,5	6	60	106,7	115,5
	1000	3	5,2	16,5	2	24	3	1,5	6	86	130,7	142
	1200	3	4,8	22,5	2	24	3	1,5	6	102	146,8	164,5

Примечания. 1. Для заполнения участков нефтепроводов с условным диаметром 500 и 700 мм взяты два насосных агрегатов АН-501, а диаметром 1000 и 1200 мм – четыре агрегата АН-501. 2. При заполнении участка с разрезкой нефтепровода или с дополнительной установкой временных камер пуска и приема разделителя, время испытания увеличивается на время ликвидации первого отказа.

- продолжительности осуществления процесса пневматического испытания воздухом при разделении участка на два плеча (ℓ_1 и ℓ_2) и использовании компрессоров недожимного типа по формуле (сут):

$$\tau_{и.вз} = \tau_{нд(\ell_1)} + \tau_{пер} + \tau_{нд(\ell_2)} + 2(\tau_{осм} + \tau_{инр.пн} + \tau_{сд.вз} + \tau_{и.герм}) + \tau_{сд.вз} , \quad (3.172)$$

где $\tau_{нд}$ – продолжительность подъема давления на участках ℓ_1 и ℓ_2 рассчитываемая по формулам:

$$\tau_{нд(\ell_1)} = 33 \frac{D_y^2 \ell_1 P_{инр.вз}}{Q_{комн} \cdot Z \cdot K_1} ; \quad (3.173)$$

$$\tau_{нд(\ell_2)} = 33 \frac{D_y^2 \ell_2 (P_{инр.вз} - P_{пер.вз})}{Q_{комн} \cdot Z \cdot K_1} ; \quad (3.174)$$

$\tau_{пер}$ – продолжительность перепуска воздуха из участка ℓ_1 в участок ℓ_2 принимают $\tau_{пер} = 0,3-0,5$ сут;

$\tau_{осм}$ – продолжительность предварительного осмотра трассы при давлении $0,3P_{инр}$, принимают не менее 1 сут. и может быть увеличено с учетом условий производства работ и протяженности испытываемого участка;

$\tau_{инр.пн}$ – продолжительность выдержки трубопровода под испытательным давлением на прочность при пневматическом испытании, принимают $\tau_{инр.пн} = 1$ сут;

$\tau_{сд.вз}$ ($\tau_{сд.гз}$) – продолжительность снижения давления с испытательного до рабочего или с рабочего до атмосферного, $\tau_{сд.вз}$ ($\tau_{сд.гз}$) = 0,2 – 0,5 сут;

$P_{инр.вз}$ – давление испытания на прочность воздухом;

$P_{пер.вз}$ – давление после перепуска воздуха между участками ℓ_1 и ℓ_2 ;

- продолжительности испытания воздухом с использованием компрессоров дожимного типа определяют в соответствии с методикой, приведенной в Руководстве по эффективному применению компрессоров фирмы «Крезол-Луар» на строительстве магистральных трубопроводов [95];
- продолжительности процесса испытания природным газом по формуле:

$$\tau_{и.гз} = \tau_{в.гз} + \tau_{нап.гз} + \tau_{осм} + \tau_{инр.пн} + \tau_{сд.гз} + \tau_{и.герм} , \quad (3.175)$$

где $\tau_{в.гз}$ – продолжительность вытеснения воздуха газом; принимают из расчета средней скорости движения газа в пределах 3-5 км/ч;

$\tau_{инр.пн}$ – продолжительность выдержки трубопровода на прочность под испытательным давлением (для случая при испытаниях пневматическим способом);

$\tau_{сд.гз}$ – продолжительность снижения давления газа с испытательного до рабочего или с рабочего до испытательного, $\tau_{сд.гз} = 0,2 - 0,5$ сут.;

- продолжительности процесса удаления воды воздухом, поступающим из ресивера с пропуском поршней-разделителей по формуле (сут):

$$\tau_{и.гз} = \tau_{г.гз} + \tau_{нап.гз} + \tau_{осм} + \tau_{упр.ли} + \tau_{сд.гз} + \tau_{и.герм} , \quad (3.175)$$

где $\tau_{г.гз}$ – продолжительность вытеснения воздуха газом; принимают из расчета средней скорости движения газа в пределах 3-5 км/ч;

$\tau_{упр.ли}$ – продолжительность выдержки трубопровода на прочность под испытательным давлением (для случая при испытании пневматическим способом);

$\tau_{сд.гз}$ – продолжительность снижения давления газа с испытательного до рабочего или с рабочего до испытательного, $\tau_{сд.гз} = 0,2 - 0,5$ сут;

- продолжительности процесса удаления воды воздухом, поступающим из ресивера с пропуском поршней-разделителей по формуле (сут)

$$\tau_{у.гз} = 33 \frac{D_{рес}^2 \cdot \ell_{рес} \cdot P_{рес}}{Q_{комп} \cdot Z \cdot K_1} + 0,04 \frac{\ell}{v_y} m , \quad (3.176)$$

где v_y – средняя скорость удаления воды: при пропуске поршней под давлением воздуха или газа $v_y = 305$ км/ч; под давлением нефти v_y - 1,0-1,5 км/ч; m – количество поршней, последовательно пропускаемых при удалении воды из газопровода: для участков, проложенных по равнинной местности $m = 2$; для участков, проложенных по сложно пересеченной местности $m = 3$;

- продолжительности процесса удаления воды воздухом, поступающим непосредственно от передвижных компрессорных станций с пропуском поршней-разделителей по формуле (сут):

$$\tau_{у.гз} = 0,04 \frac{\ell}{v_y} m . \quad (3.177)$$

- продолжительности проведения процесса удаления воды природным газом, поступающим из ресивера. с пропуском поршней-разделителей по формуле (сут):

$$\tau_{у.гз} = \tau_{нап.гз} + 0,04 \frac{\ell}{v_y} m . \quad (3.176)$$

- продолжительности удаления воды нефтью с пропуском поршней-разделителей по формуле (сут):

$$\tau_{y.n} = 0,04 \frac{\ell}{v_y} . \quad (3.179)$$

При расчете продолжительности работ по ОПИУ (ОПИ) по формуле (3.167) учитывают последовательное выполнение различных видов работ и процессов на одном участке.

3.9.4. Определение периодичности испытаний линейной части магистральных нефтепроводов

Периодичность испытаний линейной части МН определяется на основе оценки малоцикловой долговечности трубопровода. Хотя приведенный расчет имеет рекомендательный и приближенный характер, необходимо с ним познакомиться для изучения основных факторов, влияющих на периодичность испытаний.

Оценка малоцикловой долговечности трубопровода в зависимости от параметров гидравлических испытаний проводится по формуле [40;89]:

$$N_u = \beta N_o \left[\gamma \left(\frac{n_e - 1}{n_e - n_n} \right) \right]^{1/m_1} , \quad (3.180)$$

где N_u – число циклов до первого отказа; β, N_o, γ, m_1 – константы для низколегированных сталей: $\beta=0,2$, $N_o=225$, $\gamma=0,91$, $m_1=0,215$; $n_e=k_1 k_n / m$; n_n – запас прочности, k_1, k_n – коэффициент надежности по материалу и назначению трубопровода соответственно; m – коэффициент условий работы трубопровода.

Гидравлические испытания определяют запас прочности, равный отношению испытательного давления $p_{исп}$ к рабочему $p_{раб}$:

$$n_n = p_{исп} / p_{раб} . \quad (3.181)$$

Испытания МН проводятся при напряжениях, соответствующих 0,95 предела текучести материала труб в нижней точке трубопровода.

Давление гидравлического испытания (МПа) в нижней точке испытываемого участка МН определяется по формуле:

$$p_{исп} = 2R \frac{\delta}{D_n - 2\delta} , \quad (3.182)$$

где δ – минимальная (по исполнительной документации, с учетом минусового допуска) толщина стенки трубы, м; D_n – номинальный наружный диаметр трубы, м; R – расчетное значение напряжения, МПа

$$R = k \sigma_m, \quad (3.183)$$

где k – коэффициент, устанавливающий величину испытательного давления при гидравлических испытаниях в зависимости от заданного уровня долговечности трубопровода на период после испытаний, $k=0,95$; σ_m – нормативный предел текучести стали трубы, МПа.

Минусовой допуск на толщину стенки трубы определяется по техническим условиям на изготовление труб. Для новых газонефтепроводных труб диаметром от 530 до 1420 мм минусовой допуск рекомендуется принимать равным 0,8 мм.

Определение коэффициента запаса прочности по заранее заданному количеству циклов $[N_u]$ выполняется по формуле:

$$\left[\frac{P_{исп}}{P_{раб}} \right] = n_\epsilon - \gamma(n_\epsilon - 1) \left(\frac{\beta N_o}{[N_u]} \right)^{m_1}. \quad (3.184)$$

Путем варьирования n_ϵ обеспечивается заданная долговечность трубопровода.

Для определения периодичности испытания (времени до следующего испытания) требуется вести учет количества циклов нагружения нефтепроводов, т.е. количество пусков (остановок) нефтепровода.

Периодичность испытаний нефтепровода зависит от величины рабочего давления для каждого цикла нагружения и от количества циклов нагружения для конкретного рассматриваемого нефтепровода. Так, например, при постоянном рабочем давлении в каждом цикле нагружения (максимальное значение давления) и постоянном количестве циклов нагружения за один год, время между последующими испытаниями (периодичность испытаний) является постоянной величиной.

3.9.5. Определение оптимальных параметров полного удаления воды из трубопровода

Эффективность удаления воды в значительной степени определяется скоростью перемещения поршней-разделителей по газопроводу.

Для достижения высоких технико-экономических показателей необходимо проводить расчет технологических параметров удаления воды, а при отклонении скорости поршней-разделителей от оптимальных значений – регулирование параметров в процессе передвижения этих устройств по осушаемому участку.

Оптимальная скорость перемещения поршней-разделителей ограничена в пределах между максимально и минимально допустимыми величинами этой скорости.

Максимальная скорость поршней-разделителей U_{max} зависит от их конструктивной характеристики [35].

Минимальная скорость перемещения поршней-разделителей U_{min} по предварительно очищенным газопроводам (протягиванием в процессе сборки и сварки в нитку, продувкой с пропуском металлических поршней ОП, а также при повторном удалении воды) определена необходимостью поддержания равномерного движения очистных устройств в потоке воды и составляет $U_{min}=0,5$ м/с.

Расчетные схемы удаления воды приведены на рис. 3.38.

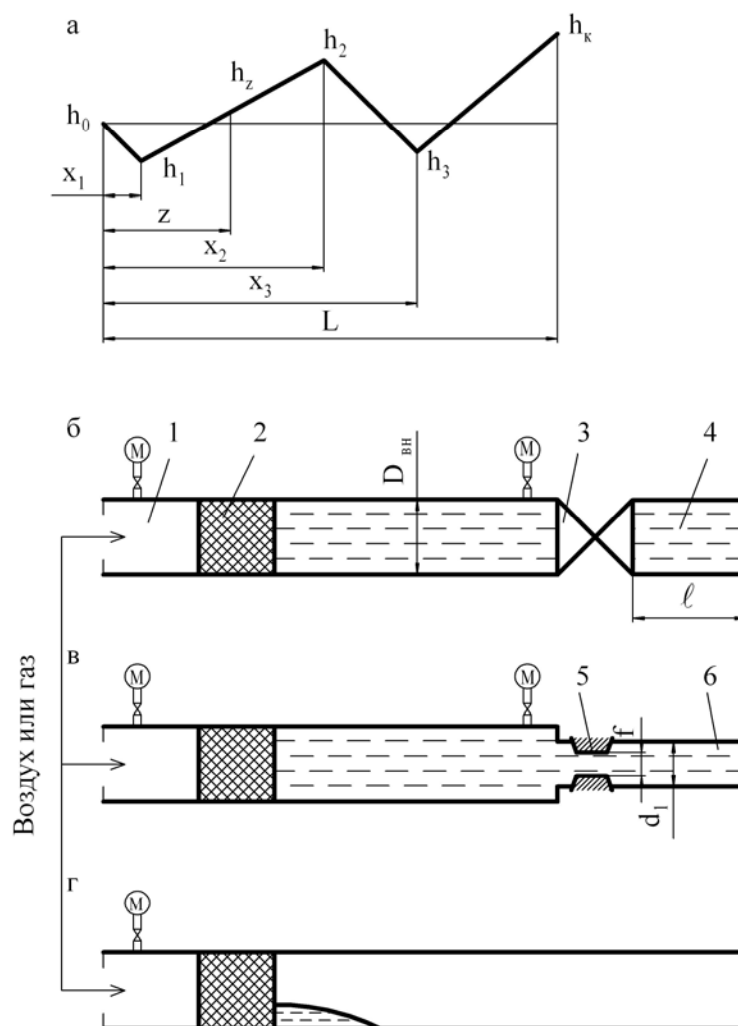


Рис.3.38. Расчетные схемы удаления воды:

а – продольный профиль очищаемого участка; б – удаление воды через линейный кран; в – удаление воды через сливной патрубок; г – удаление воды на открытый конец газопровода;

1 – газопровод; 2 – поршень-разделитель; 3 – линейный кран; 4 – сливной патрубок; 5 – запорная арматура; 6 – водоспускная линия;

L – длина участка, освобождаемого от воды; ℓ – длина сливного патрубка; f – площадь поперечного сечения запорной арматуры; $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода; z – координата поршня-разделителя; $x_1, x_2, x_3, h_0, h_1, h_2, h_3, h_k$ – индексами обозначены соответствующие точки продольного профиля

При удалении воды с помощью поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха, подаваемого в очищаемый участок непосредственно от передвижных компрессорных станций, используют следующие расчетные зависимости.

Минимальное давление нагнетания компрессоров (P_n) определяется по формуле:

$$P_n = n \left[\frac{\rho}{10^6} \left(\lambda \frac{L-z}{zD} v_{min}^2 + gh \right) + \Delta P + P_k \right] - P_a, \quad (3.185)$$

где n – коэффициент запаса, $n=1,10$ – для газопроводов, проложенных по равнинной местности; $n=1,25$ – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности; ρ – плотность воды ($\rho = 1000$ кг/м³), кг/м³; λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, $\lambda=0,15$ при удалении воды из предварительно очищенных (протягиванием или продувкой) участков газопровода; $\lambda=0,025$ – при удалении воды из газопровода после его предварительной промывки; h – разность высотных отметок между концом очищаемого участка и поршнем при его: перемещении по газопроводу, проложенному по пересеченной местности, м. (При прохождении поршня через точки газопровода, расположенные по продольному профилю выше конца очищаемого участка, величину h принимают отрицательной); g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²; ΔP – сопротивление перемещению поршня-разделителя по трубопроводу ($\Delta P = (0,05-0,1)$ МПа; P_a – атмосферное давление, равное 0,1 МПа.

Остальные обозначения понятны из рис. 3.38.

Необходимое количество компрессорных станций (K) вычисляют из соотношения:

$$K = \frac{F v_{min} \cdot T_{нор}}{10 Q P_{нор} T} \left[\frac{\rho}{10^5} \left(\lambda \frac{L-z}{2D} v_{min}^2 + gh \right) + 10(\Delta P + P_k) \right], \quad (3.186)$$

где F – площадь внутренней полости трубопровода, м²; T – абсолютная температура воздуха (или газа) соответственно в трубопроводе или ресивере, К; $T_{нор}$ – абсолютная температура воздуха или газа в нормальных условиях, $T_{нор}=293$ К; $P_{нор}$ – давление при нормальных условиях (при $T_{нор}=293$ К; $P_{нор}=0,1$ МПа), МПа.

В формулах (3.185) и (3.186) величина P_k может принимать следующие значения:

- при удалении воды на свободный конец газопровода без линейного крана или при полностью открытом кране (рис.3.38, б, г)

$$P_k = P_a$$

- при удалении воды на свободный конец газопровода при частично перекрытом линейном кране (рис.3.38,б), а также при удалении воды

через сливной патрубок, оборудованный запорной арматурой меньшего диаметра (рис.3.38,в) или арматурой, перекрытой до определенных размеров для стабилизации скорости передвижения поршней-разделителей

$$P_{\kappa} = \left(\frac{F}{f} \right)^2 \frac{v_{min}^2}{2 \cdot 10^6 \cdot \mu^2} \rho + P_a , \quad (3.187)$$

где f – площадь поперечного сечения неравнопроходной или частично перекрытой запорной арматуры; μ – коэффициент расхода запорной арматуры. При отсутствии данных о характеристике арматуры принимают усредненное значение коэффициента $\mu=0,60$;

- при удалении воды через сливной патрубок, оборудованный полностью открытой равнопроходной запорной арматурой

$$P_{\kappa} = 0,25 \left(\frac{F}{F_1} - 1 \right) \frac{F}{F_1} \cdot \frac{v_{min}^2}{10^6} \rho + \lambda_{\rho} \frac{\ell}{2 \cdot 10^6 d} v_{min} \left(\frac{F}{F_1} \right) + P_a , \quad (3.188)$$

где F_1 – площадь поперечного сечения сливного патрубка, m^2 .

Расчет значений P_n и K по формулам (3.185) и (3.186) проводят для ряда характерных точек очищаемого участка: начала ($z=0$), конца ($z=L$), а также нижних точек перегиба продольного профиля трассы газопровода ($z=x_1$ и $z=x_3$, см. рис. 3.38). Для этих же точек по продольному профилю трассы газопровода определяют величины h .

Из ряда полученных величин P_n и K выбирают максимальные и принимают их за исходные значения давления нагнетания $P_{n.onm}$ и необходимого количества компрессорных станций K_{onm} . Величину K при этом округляют до ближайшего большего целого числа.

Если нет необходимого количества компрессорных станций заданной производительности Q , то подачу воздуха в осушаемый участок следует проводить из ресивера.

При удалении воды поршнями-разделителями, перемещающимися по газопроводам под давлением воздуха (или газа), подаваемого в очищаемый участок от ресивера начальное давление воздуха (или газа) в нем определяют по формуле:

$$P_p = \left(n + \frac{D_{вн}^2 z T_p}{D_p^2 L_p T} \right) \left[\frac{\rho}{10^6} \left(\lambda \frac{L-z}{2 D_{вн}} v_{min}^2 + gh \right) + \Delta P + P_k \right] - P_a . \quad (3.189)$$

Расчет значений P_p по формуле (3.189) ведется для ряда характерных точек очищаемого участка, начала ($z=0$), конца ($z=L$), а также нижних точек перегиба продольного профиля трассы газопровода. Для этих же точек по продольному профилю трассы газопровода определяют величины h .

Из ряда полученных величин P_p выбирают максимальную и принимают ее за оптимальную величину начального давления в ресивере ($P_{p.онм}$).

Условный диаметр запорной арматуры или диаметр байпасной линии от ресивера к очищаемому участку равен:

$$d_y = (0,15 - 0,20) D_{вн} . \quad (3.190)$$

При контрольном пропуске поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха, подаваемого в осушаемый участок непосредственно от передвижных компрессорных станций, используют те же компрессорные станции, что и при предварительном удалении воды после гидравлического испытания.

Необходимое количество передвижных компрессорных станций для контрольного пропуска поршней-разделителей вычисляют по формуле:

$$K = \frac{n(\Delta P + \frac{P_a}{B}) F v_{онм}}{Q P_{нор}} , \quad (3.191)$$

где $n = 1,1 - 1,2$ – для газопроводов, проложенных по равнинной местности;

$n = 1,2 - 1,5$ – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности;

$v_{онм}$ – оптимальная скорость передвижения поршня-разделителя;

Q – производительность одного компрессора, м³/с.

При необходимости повторения контрольного пропуска коэффициент n принимают $n = 1$.

В формуле (3.191) величина B может принимать следующие значения:

$$\bullet \text{ при } \frac{L}{D_{вн}} > 50000 \quad B = \sqrt{\frac{1 - \lambda v_{онм}^2 L}{R \cdot T \cdot D_{вн}}} ;$$

$$\bullet \text{ при } \frac{L}{D_{вн}} \leq 50000 \quad B = 1 .$$

В формуле (3.192) R – газовая постоянная: для воздуха $R=287$ м²/с²·град; для газа $R=519$ м²/с²·град.

Величину оптимальной скорости перемещения поршней-разделителей при контрольных пропусках рекомендуется принимать из соотношения:

$$2 v_{min} \leq v_{онм} \leq 0,7 v_{max} , \quad (3.192)$$

где значения v_{min} и v_{max} выбирают в соответствии с табл. 3.41 и 3.42.

Величину коэффициента гидравлического сопротивления λ принимают $\lambda=0,015$. Полученную по формуле (3.191) величину округляют до ближайшего целого числа.

При контрольном пропуске поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха (или газа), подаваемого в осушаемый участок от ресивера, используют следующие соотношения.

Таблица 3.41

Оптимальные границы изменения скорости перемещения очистных устройств

Этап	Работы	Очистные устройства	Оптимальные границы изменения скорости перемещения очистных устройств, м/с	
			v_{min}	v_{max}
I	Промывка с пропуском поршней ДЗК-РЭМ или ОПР-М, совмещенная с удалением воздуха и наполнением газопровода водой	ДЗК-РЭМ ОПР-М	1	2
II	Гидравлическое испытание	-	-	-
III	Предварительное удаление воды с пропуском поршней ОПР-М или ДЗК-РЭМ	ОПР-М ДЗК-РЭМ	0,5 0,5	4 3
V	Окончательное удаление воды с пропуском поршней ОПР-М или ДЗК-РЭМ (контрольный пропуск)	ОПР-М ДЗК-РЭМ	0,5 0,5	4 3

Начальное давление воздуха или газа в ресивере определяют по формуле:

$$P_p = \left(n + \frac{D_{\text{вн}}^2 z T_p}{D_p^2 L_p T} \right) \left(\Delta P + \frac{P_a}{B_1} \right) B_2 - P_a, \quad (3.193)$$

где $n = 1,5 - 2,0$ – для газопроводов, проложенных по равнинной местности;
 $n = 2,0 - 2,5$ – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности.

При необходимости повторения контрольного пропуска значения коэффициента n принимают $n = 1,2 - 1,5$.

Оптимальные границы изменения скорости перемещения очистных устройств

Этап	Работы	Очистные устройства	Оптимальные границы изменения скорости перемещения очистных устройств, м/с	
			v_{min}	v_{max}
I	Продувка с пропуском поршней	ОП	10	20
II	Заполнение газопровода водой с пропуском поршня ОПР-М или ДЗК-РЭМ и гидравлическое испытание	ОПР-М	0,5	2
		ДЗК-РЭМ	0,2	2
III	Предварительное удаление воды с пропуском поршня ОПР-М или ДЗК-РЭМ	ОПР-М	0,5	4
		ДЗК-РЭМ	0,5	3
IV	Окончательное удаление воды с пропуском поршня ОПР-М или ДЗК-РЭМ (контрольный пропуск)	ОПР-М	0,5	4
		ДЗК-РЭМ	0,5	3

В формуле (3.193) величины B_1 и B_2 принимают следующие значения:

- при $\frac{L}{D_{вн}} > 50000$

$$B_1 = \sqrt{1 - \frac{\lambda v_{онм}^2}{R \cdot T \cdot D_{вн}} (L - z)} ; \quad (3.194)$$

$$B_2 = \sqrt{1 + \frac{\lambda v_{онм}^2 z}{2R \cdot T \cdot D_{вн}}} , \quad (3.195)$$

- при $\frac{L}{D_{вн}} \leq 50000$ $B_1 = B_2 = 1$.

Величину оптимальной скорости перемещения поршней-разделителей принимают из соотношения (3.192), а коэффициент гидравлического сопротивления равным $\lambda = 0,015$.

Расчет значений P_p по формуле (3.192) проводят для двух точек осушаемого участка начала $z=0$ и конца $z=L$. Из полученных величин выбирают

максимальную и принимают ее за оптимальную величину начального давления в ресивере ($P_{p.onm}$).

Условный диаметр запорной арматуры или диаметр байпасной линии от ресивера к осушаемому участку принимают

$$d_y = (0,10-0,12)D_{вн} . \quad (3.196)$$

Продолжительность процесса удаления воды воздухом определяют по формуле (3.177).

3.9.6. Особенности гидроиспытаний трубопроводов при отрицательных температурах

Практика испытаний строящихся и действующих трубопроводов подтвердила возможность использования воды при минусовых температурах при соблюдении определенных условий. Прогнозирование поведения воды при конкретных условиях позволяет разработать методики планирования и организации испытаний трубопроводов зимой. Обязательным требованием является утепление насосов, приемных и нагнетательных линий, измерительных линий и приборов.

Для определения времени остывания воды, τ_o в неизолированном трубопроводе до 0 °С можно использовать формулу:

$$\tau_o = \frac{mC(T_1 - T_2)}{aS\Delta T_m} , \quad (3.197)$$

где m – масса воды; C – удельная теплоемкость воды при постоянном давлении; T_1 – температура в трубопроводе; T_2 –критическая температура воды; a – коэффициент теплопередачи для неизолированного трубопровода, $a = 8,4 \text{ Вт/ (м}^2 \cdot \text{°С)}$ S – площадь поверхности трубопровода;

$$\Delta T_m = \frac{(T_1 - T_2)(T_2 - T_e)}{\ln\left(\frac{T_1 - T_2}{T_2 - T_e}\right)} , \quad (3.198)$$

где T_e – температура наружного воздуха.

Для изолированного трубопровода

$$\tau_o = \frac{mC(T_1 - T_2)\ln(D_2 / D_1)}{2K_n \Delta T_m S} , \quad (3.199)$$

где K_n – теплопроводность изоляции трубопровода; D_2 – внешний диаметр изоляции; D_1 – внутренний диаметр изоляции.

Так, в соответствии с расчетами вода с начальной температурой 11 °С в неизолированном трубопроводе диаметром 1220 мм при температуре наружного воздуха -10 °С не замерзает в течение примерно 30 ч. При тех же условиях в изолированном трубопроводе с толщиной теплоизоляции 100 мм при $K_n=0,95$ Вт/ (м²·°С) вода с температурой 11 °С может оставаться в трубопроводе около 800 ч.

3.9.7. Определение изменения испытательного давления в зависимости от изменения температуры воды

Одной из причин изменения давления при выдержке под испытательной нагрузкой может быть изменение температуры испытательной среды (рис.3.39).

При длительной выдержке участка трубопровода под давлением начинает действовать температурный фактор: изменение объема закачанной воды, температурная деформация трубы. Сопоставлением расчетной поправки температурного влияния в испытываемом участке можно выявить причину изменения давления.

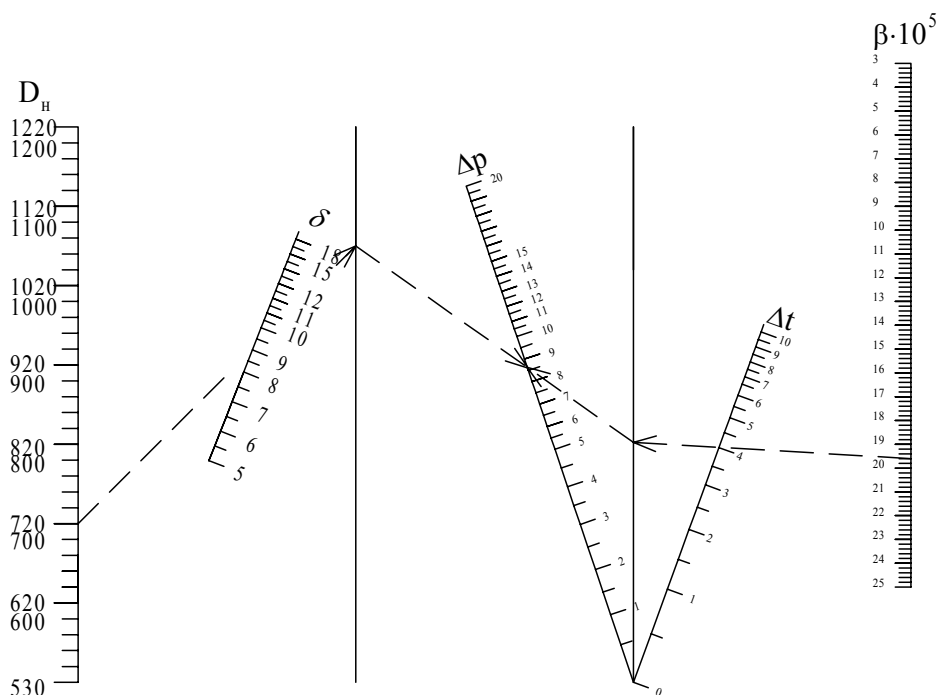


Рис.3.39. Номограмма для определения изменения давления в трубопроводе при изменении температуры воды

Замером можно определить изменение температуры воды. Зависимость между изменением давления и температурой в трубопроводе выражается формулой:

$$\Delta p = \frac{\Delta t(\beta_t - 2\alpha_t)}{D_n / E \cdot \delta + c}, \quad (3.200)$$

где Δp – изменение давления; Δt – изменение температуры; $\Delta t = t_2 - t_1$; t_1 – температура воды в трубопроводе в конце опрессовки; t_2 – температура воды в трубопроводе в начале опрессовки; β_t – коэффициент температурного расширения воды; α_t – коэффициент расширения стали; D_n – наружный диаметр трубопровода; c – коэффициент объемного сжатия воды; E – модуль упругости металла; δ – толщина стенки трубы.

Коэффициенты α_t , c , E в области температур и давлений, при которых испытывают трубопровод, можно считать постоянными.

Коэффициент β_t зависит от температуры. Его можно вычислить по эмпирической формуле:

$$\beta_t \cdot 10^5 = 6,4286 + 1,70105t - 0,020369t^2 + 0,00016048t^3. \quad (3.201)$$

Определить изменение давления во время испытаний в трубопроводе, вызванное падением температуры можно также по формуле:

$$\Delta p = \frac{V_{vi}\beta + \frac{V_{ri}}{T_1} - \sum_{i=1}^n \frac{\pi D_{вн.i}^2 L_i \alpha_t (1 + \mu)}{2}}{V_{vi}k + \frac{V_{ri}}{p_2} + \sum_{i=1}^n \frac{\pi D_{вн.i}^2 L_i}{4} \left[\frac{(1 - \mu^2) D_{вн.i}}{\delta_i E} \right]} \Delta t, \quad (3.202)$$

где V_{vi} – объем воды в испытываемом секторе трубопровода в начале испытаний. м³, равный:

$$V_{vi} = \frac{\pi D_{вн}^2}{4} L; \quad (3.203)$$

V_{ri} – объем воздуха в испытываемом секторе трубопровода в начале испытаний, м³, при запуске скребка $V_{ri} = 0$; p_2 – давление в конце испытаний; T_i – абсолютная температура в начале; Δt – температурные изменения за период испытаний; $\mu = 0,1$ – коэффициент Пуассона; $D_{вн.i}$ – внутренний диаметр трубы; $L_i = 12000$ м – суммарная длина трубы; $\alpha_t = 1,25 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$ – температурный коэффициент расширения стали трубы; $\beta = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ – температурный коэффициент расширения воды; δ_i – толщина стенки трубы; $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па – модуль упругости стали; $k = 46563 \cdot 10^{-14}$ – индекс сжатия воды.

3.10. Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии

Под коррозией металлических трубопроводов понимается самопроизвольное разрушение их под действием различных факторов химического или электрохимического характера, определяемых окружающей трубопровод средой, которая может быть газообразной, жидкой или твердой.

В настоящее время применяют комплексный метод защиты трубопроводов от коррозии, включающий пассивную защиту изоляционными покрытиями и активную электрохимическую защиту: катодную, протекторную и дренажную.

3.10.1. Расчет основных параметров катодной защиты

Защита магистральных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляется катодной поляризацией поверхности трубы установками катодной защиты (автоматическими и неавтоматическими).

Для расчета установок катодной защиты необходимо при проведении электрометрических работ получить данные об удельном электрическом сопротивлении грунта в поле токов катодной защиты, а также в месте установки анодного заземления, иметь данные по характеристике трубопровода, виду изоляционного покрытия и наличию источников электроснабжения.

Основными параметрами установки катодной защиты являются, сила тока и длина защитной зоны, в зависимости от которых принимаются мощность установки, тип и число анодных заземлителей, длина дренажных линий.

Принципиальная схема катодной защиты изображена на рис.3.40.

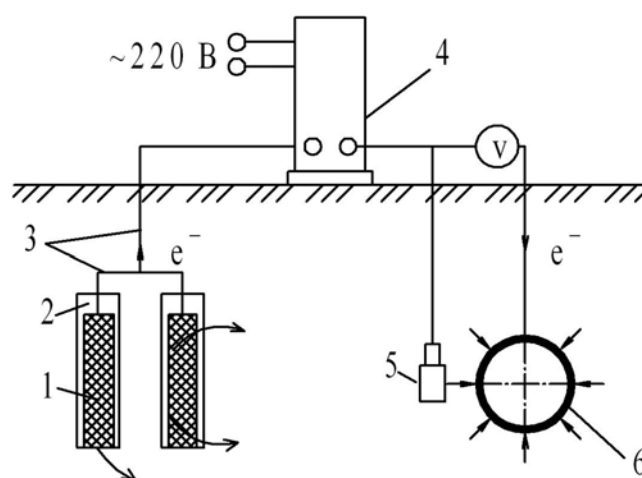


Рис.3.40. Схема катодной защиты:

1 – анодное заземление; 2 – активатор; 3 – соединительные кабели; 4 – сетевая катодная станция; 5 – медносульфатный электрод сравнения; 6 – трубопровод

При катодной защите трубопроводов различают три значения потенциала:

- естественный (стационарный) потенциал $E_{ест}$, существующий до включения защиты;
- наложенный (расчетный) потенциал $E_{min(max)}$, дополнительно накладываемый на сооружение в результате действия защиты;
- защитный (общий) потенциал сооружения, установившийся после подключения защиты.

Таблица 3.43

Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопроводов	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К	-0,85	-0,90
Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К	-0,95	-1,05

Примечания

1. Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не более 278 К (5 °С), минимальный поляризационный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения.

2. Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К (50 °С) до 343 К (70 °С) – минус 1,10В; от 343 К (70 °С) до 373 К (100 °С) – минус 1,15В.

3. Для грунтов с высоким удельным сопротивлением (более 100 Ом·м) значения минимального потенциала с омической составляющей должны быть определены экспериментально.

Таблица 3.44

Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К	-1,10	-1,50
При других условиях прокладки трубопроводов:		
с битумной изоляцией	-1,15	-2,50
с полимерной изоляцией	-1,15	-3,50

Примечания

1. Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 0,6 МПа (6 кгс/см²) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем минус 1,10 В.

2. В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (более 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально.

Многочисленными измерениями установлено, что величина естественного потенциала подземных металлических сооружений колеблется в интервале от -0,23 до -0,72 В. Если не имеется точных данных о величине естественного потенциала стали в рассматриваемом грунте, то рекомендуется принимать $E_{ест} = -0,55$ В по медно-сульфатному электроду сравнения (по МСЭ).

Сведения о величинах минимального и максимального защитных потенциалов (по ГОСТ Р 51164-98 [53]) приведены в табл. 3.43, 3.44.

На всех вновь построенных и реконструируемых трубопроводах должны быть обеспечены только поляризационные потенциалы (без омической составляющей).

Если трубопровод поврежден коррозией (более 10% толщины стенки), то минимальный защитный потенциал должен быть на 0,05 В отрицательнее значений, указанных в табл. 3.43.

Величина наложенного (минимального или максимального) потенциала находится как разница между соответствующим защитным потенциалом и естественным потенциалом.

Порядок расчета основных параметров катодной защиты следующий [136].

Среднее значение удельного сопротивления грунтов

$$\rho_{Г.ср} = \sum_{i=1}^n \rho_{Г} \left(\frac{\ell_i}{\ell_{общ}} \right), \quad (3.204)$$

где $\rho_{Г}$ – удельные сопротивления грунтов на отдельных участках, Ом·м;
 ℓ_i – протяженность участков; $L_{общ} = \sum_{i=1}^n \ell_i$ – общая протяженность проектируемого трубопровода.

При катодной защите магистральных трубопроводов величина наложенного потенциала изменяется от максимально возможного значения E_{max} в точке подключения станции катодной защиты (СКЗ) до минимального допустимого значения E_{min} на границе зон действий смежных СКЗ.

В случае использования однотипных СКЗ расстояние между ними равно:

$$\ell_{скз} = \frac{2}{\alpha} \ln \left[\frac{E_{max}}{K_{\theta} \cdot E_{min} (1 + \Theta)} \right], \quad (3.205)$$

где α – постоянная распределения потенциалов и токов вдоль защищаемого сооружения; K_{θ} – коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ; Θ – расчетный параметр, равный:

$$\Theta = \frac{\rho_{Г.ср}}{2 \cdot \pi \cdot Z_{\kappa} \cdot y}, \quad (3.206)$$

где $\rho_{Г.ср}$ – среднее удельное электросопротивление грунта; Z_{κ} – входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы; y – удаление анодного заземления от трубопровода.

Соответственно необходимое число СКЗ составляет:

$$N_{СКЗ} = \frac{L}{\ell_{СКЗ}}. \quad (3.207)$$

Величина постоянной распределения потенциалов и токов вдоль трубопровода вычисляется по формуле:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{из}(\tau_{нс})}} , \quad (3.208)$$

где R_T – продольное сопротивление трубопровода, равное:

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi \cdot \delta \cdot (D_n - \delta)} ; \quad (3.209)$$

ρ_T – удельное электросопротивление трубной стали, в среднем $\rho_T=0,245$ Ом·мм²/м; D_n, δ – наружный диаметр и толщина стенки трубопровода; $R_{из}(\tau_{нс})$ – сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ, равное:

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{R_{nn}}{\pi \cdot D_n} \cdot e^{-\beta \cdot \tau_{нс}} , \quad (3.210)$$

где R_{nn} – переходное сопротивление «трубопровод-грунт» в начале эксплуатации, Ом·м² (см. прил. 10 [136]); β – показатель скорости старения изоляционного покрытия, 1/год; $\tau_{нс} = 9,5$ лет – нормативный срок службы СКЗ.

Среднее сопротивление единицы длины изоляции за нормативный срок службы составляет:

$$R_{из.ср} = \frac{R_{nn}}{\pi \cdot D_n \beta \cdot \tau_{нс}} \cdot (1 - e^{-\beta \tau_{нс}}) . \quad (3.211)$$

Коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ, равен:

$$K_6 = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{min}}{E_{max}} \right) \cdot (1 + \Theta)}} , \quad (3.212)$$

а входное сопротивление изолированного трубопровода определяется на конец нормативного срока службы

$$Z_k = 0,5 \sqrt{R_T \cdot R_{из}(\tau_{нс})} \quad (3.213)$$

и в среднем за период эксплуатации СКЗ

$$Z_{cp} = 0,5\sqrt{R_T \cdot R_{из.ср}} \quad . \quad (3.214)$$

Необходимую силу тока СКЗ для обеспечения защиты магистрального трубопровода определяют по формуле:

$$I_{\partial p} = \frac{|E_{max}|}{Z_{cp}(1 + 2 \cdot e^{-\alpha \cdot \ell_{СКЗ}} + \Theta)} \quad . \quad (3.215)$$

Мощность, потребляемая катодными установками, вычисляется следующим образом:

$$P_{СКЗ} = I_{\partial p} \Delta E \quad , \quad (3.216)$$

где ΔE – напряжение на выходе СКЗ, равное:

$$\Delta E = |E_{max} - E_{min}| + I_{\partial p} \cdot (R_{np} + R_a) \quad , \quad (3.217)$$

где R_{np} – сопротивление соединительных проводов длиной ℓ_{np} и сечением S_{np}

$$R_{np} = \frac{\rho_{np} \cdot \ell_{np}}{S_{np}} \quad ; \quad (3.218)$$

ρ_{np} – удельное электросопротивление материала провода; R_a – сопротивление растеканию тока с анодного заземления.

Величина сопротивления растеканию тока R_a зависит от конструкции анодного заземления:

- при комбинированном поверхностном анодном заземлении

$$R_a = \frac{R_{\epsilon} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\epsilon} + R_{\Gamma}} \quad ; \quad (3.219)$$

- при вертикальном расположении электродов

$$R_a = R_{\epsilon} = \frac{R_{l\epsilon}}{n_{\epsilon} \cdot \eta_{\epsilon}} \quad ; \quad (3.220)$$

- при горизонтальном расположении

$$R_a = R_{\Gamma} = \frac{R_{l\Gamma}}{n_{\Gamma} \cdot \eta_{\Gamma}} \quad , \quad (3.221)$$

где $R_{\text{в}}$, $R_{\text{г}}$ – общее сопротивление растеканию тока соответственно с вертикальных и с горизонтальных электродов; $R_{1\text{в}}$, $R_{1\text{г}}$ – сопротивление растеканию одиночного электрода соответственно вертикального и горизонтального; $n_{\text{в}}$, $n_{\text{г}}$ – количество вертикально и горизонтально расположенных электродов в заземлении; $\eta_{\text{в}}$, $\eta_{\text{г}}$ – коэффициенты их экранирования (см. рис. 3.42, 3.43).

Габаритные размеры электродов различных типов приведены в табл. 3.45.

Таблица 3.45

Габаритные размеры, масса и стоимость анодных заземлителей из железокремниевых сплавов

Тип анода	Размеры анода, мм		Размеры анода с активатором и металлическим кожухом, мм		Масса анода, кг
	диаметр	длина	диаметр	длина	
ЗЖК-12	40	1365	-	-	12
ЗЖК-41к	75	1365	-	-	41
АК-1	50	1400	185	1420	21
АК-3	40	1365	185	1420	12
АК-1г	75	1365	225	1700	41
АК-2г	40	1365	150	1700	12
АКО-1	30	1400	-	-	54
АКО-2	80	1500	-	-	52
АКО-3	80	550	-	-	28
АКО-4	60	1500	-	-	40
АКО-5	80	600	-	-	54
АКО-6	56	1940	-	-	32
АКО-7	180	2000	-	-	140

Электроды анодного заземления могут устанавливаться либо непосредственно в грунт, либо в коксовую засыпку, существенно уменьшающую скорость их растворения. Сопротивление растеканию тока с вертикального и горизонтального электродов в коксовой засыпке определяется по формулам:

$$R_{1B} = \frac{\rho_{\Gamma.сп}}{2 \cdot \pi \cdot \ell_a} \left(\ln \frac{2\ell_a}{d_a} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + \ell_a}{4h - \ell_a} + \frac{\rho_a}{\rho_{\Gamma.сп}} \ln \frac{d_a}{d} \right); \quad (3.222)$$

$$R_{1\Gamma} = \frac{\rho_{\Gamma.cp}}{2 \cdot \pi \cdot \ell_a} \left[\ln \frac{2\ell_a}{d_a} + \ln \left(\frac{\ell_a}{4h} + \sqrt{1 + \frac{\ell_a}{4h}} \right) + \frac{\rho_a}{\rho_{\Gamma.cp}} \ln \frac{d_a}{d} \right], \quad (3.223)$$

где ℓ_a – высота (при вертикальном расположении) или длина (при горизонтальном расположении) электрода, включая засыпку; d_a , d – диаметры соответственно засыпки и электрода; h – расстояние от поверхности земли до середины электрода; ρ_a – удельное электросопротивление активатора.

При расчетах комбинированного анодного заземления величина ℓ_a равна длине горизонтальной шины, а $R_{1\Gamma}$ вычисляют по формуле:

$$R_{1\Gamma} = \frac{\rho_{\Gamma.cp}}{2 \cdot \pi \cdot \ell_a} \ln \frac{2\ell_a}{d_a h} \quad (\text{при } \ell_a \gg 12h). \quad (3.224)$$

При установке электродов анодного заземления непосредственно в грунт

$$R_{1\epsilon} = \frac{0,16 \cdot \rho_{\Gamma.cp}}{\ell_{\epsilon}} \left(\ln \frac{2\ell_{\epsilon}}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + \ell_{\epsilon}}{4h - \ell_{\epsilon}} \right);$$

$$R_{1\Gamma} = \frac{0,16 \cdot \rho_{\Gamma.cp}}{\ell_{\epsilon}} \ln \frac{2\ell_{\epsilon}}{d} \quad (\text{при } h > \ell_{\epsilon}), \quad (3.225)$$

где ℓ_{ϵ} – длина электрода.

Величина коэффициентов экранирования η_{ϵ} и η_{Γ} , учитывающих взаимное влияние электродов, зависит от числа заземлителей, расстояния между ними и параметров одиночного заземлителя; она вычисляется по формуле:

$$\eta_{\epsilon} = \frac{2R}{R_{\epsilon} + R_{\kappa}}, \quad (3.226)$$

где R_{ϵ} , R_{κ} – сопротивления растеканию соответственно с центрального и крайнего электродов заземления, равные:

$$R_{\epsilon} = R_1 + \frac{\rho_{\Gamma.cp}}{\pi \ell_{\epsilon}} \cdot \sum_{i=1}^{n-1} F_i; \quad R_{\kappa} = R_1 + \frac{\rho_{\Gamma.cp}}{2\pi \ell_{\epsilon}} \cdot \sum_{i=1}^{n-1} F_i, \quad (3.227)$$

где F_i – функция, равная:

$$F_i = \ln \left[\left(B_i + \sqrt{1 + B_i^2} \right) \sqrt{\frac{A_i + B_i + \sqrt{1 + (A_i + B_i)^2}}{A_i - B_i + \sqrt{1 + (A_i - B_i)^2}}} \right]. \quad (3.228)$$

A_i, B_i – коэффициенты, равные:

$$A_i = \frac{2h}{n \cdot a}; \quad B_i = \frac{\ell_{\text{э}}}{2n \cdot a}. \quad (3.229)$$

a – расстояние между серединами электродов; n – число электродов в анодном заземлении (назначается нечетным).

При оптимизационном расчете величина коэффициентов экранирования используют для определения числа электродов заземления, функциями которого являются сами $\eta_{\text{в}}$ и $\eta_{\text{г}}$, то есть при оптимизации параметров СКЗ определением коэффициентов экранирования может выполняться только методом подбора. В первом приближении для вычисления величин $R_{\text{ц}}$ и $R_{\text{к}}$ число электродов анодного заземления необходимо определять, выбирая $\eta_{\text{в}}$ и $\eta_{\text{г}}$ согласно табл. 3.46.

Таблица 3.46

**Ориентировочные величины коэффициентов экранирования при
вычислении сопротивлений $R_{\text{ц}}$ и $R_{\text{к}}$**

$a/\ell_{\text{э}}$	0,5	1	2	3	4	6	10
$\eta_{\text{в}}$	0,54	0,65	0,74	0,81	0,86	0,90	0,95
$\eta_{\text{г}}$	0,50	0,58	0,63	0,75	0,80	0,85	0,90

С целью упрощения расчетов для стальных трубчатых электродов и электродов из уголка построены графики зависимости коэффициентов экранирования от числа заземлителей (рис.3.41, 3.42).

Часть этих данных представлена в табл. 3.47, 3.48.

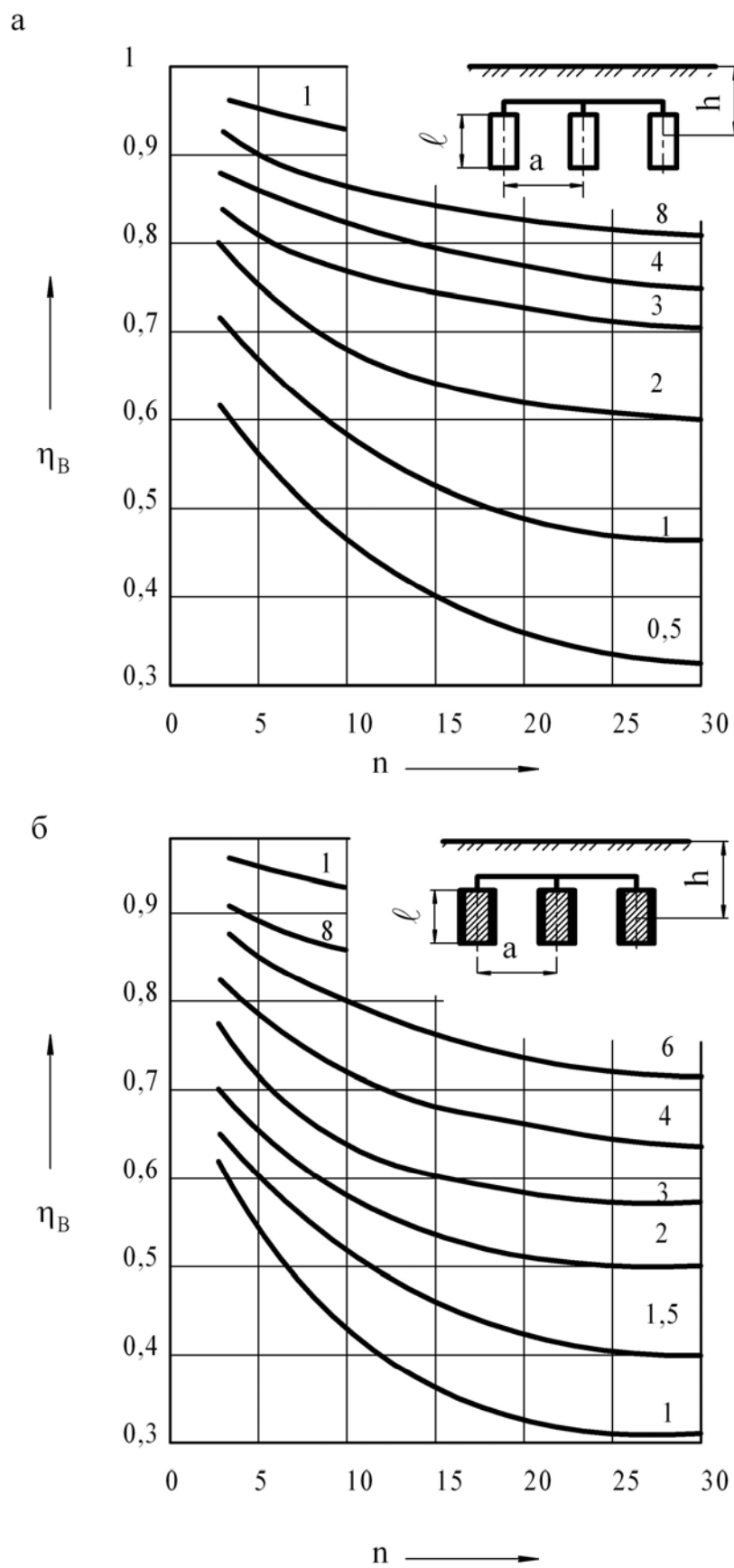


Рис.3.41. Зависимость коэффициента экранирования вертикальных электродов от их числа при различных отношениях a/ℓ :
а – без засыпки; б – в коксовой засыпке

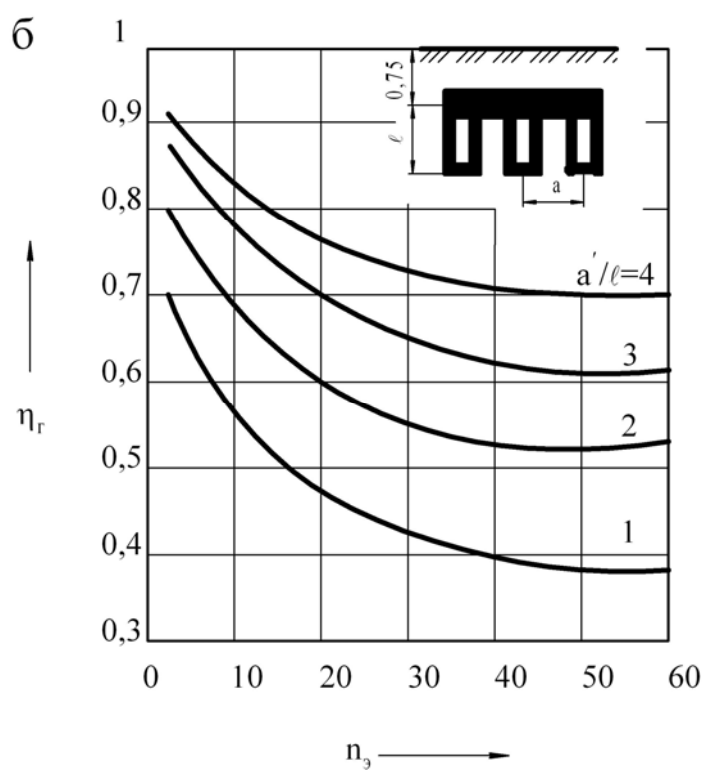
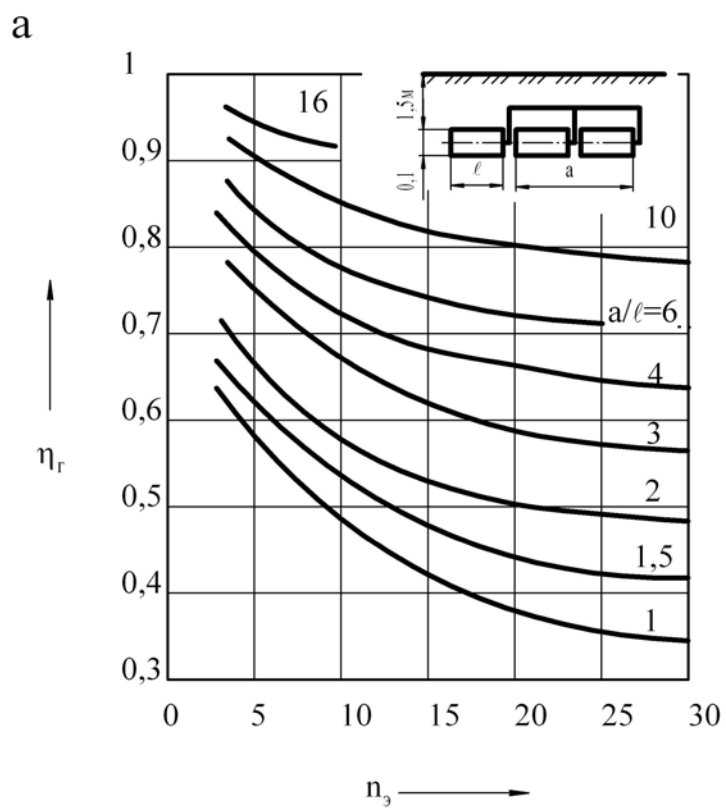


Рис.3.42. Зависимость коэффициента экранирования стальных электродов от их числа при различных отношениях a/ℓ :
а – горизонтальные электроды без засыпки; б – вертикальные электроды из уголка в коксовой засыпки

Таблица 3.47

Коэффициент экранирования η_e вертикальных трубчатых заземлителей, размещенных в ряд, без учета влияния соединительной полосы

Число труб, шт.	Отношение расстояния между трубами к их длине		
	$a/\ell_z=1$	$a/\ell_z=2$	$a/\ell_z=3$
2	0,84-0,87	0,90-0,92	0,93-0,95
3	0,76-0,80	0,85-0,88	0,90-0,92
5	0,67-0,72	0,79-0,83	0,85-0,88
10	0,56-0,62	0,72-0,77	0,79-0,83
15	0,51-0,56	0,66-0,73	0,76-0,80
20	0,47-0,50	0,65-0,70	0,74-0,79
50	0,38-0,43	0,56-0,63	0,68-0,74

Примечание: наименьшие значения η_e соответствуют $\ell_z/d_z=20$, а наибольшие $\ell_z/d_z=68$, где d_z – диаметр заземлителя.

Таблица 3.48

Коэффициенты экранирования для горизонтальной рабочей шины анодного заземления, состоящего из расположенных в ряд вертикальных трубчатых электродов, объединенных шиной в земле

a/ℓ_z	При количестве вертикальных труб							
	3	4	5	8	10	20	30	50
1	0,81	0,77	0,72	0,67	0,62	0,42	0,31	0,20
2	0,91	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,34
3	0,94	0,92	0,90	0,85	0,82	0,68	0,58	0,47

С учетом расчетных значений потребной мощности $P_{СКЗ}$, силы тока нагрузки $I_{оп}$ и напряжения на выходных контактах СКЗ ДЕ по табл.3.49, 3.50 выбирается тип СКЗ. Катодные станции типа КСЭР используются, как правило, на территории Республики Башкортостан [93].

В практике катодной защиты применяют медные и алюминиевые провода. Сведения о них приведены в табл. 3.51.

Срок службы анодного заземления τ_a , установленного в грунт, определяется по формуле:

$$\tau_a = \frac{G \cdot \eta_n \cdot n}{I_{оп} \cdot q}, \quad (3.230)$$

где G – вес одного электрода, кг; $\eta_{\text{и}}=0,77$ – коэффициент использования электродов; n – число электродов анодного заземления; $I_{\text{оп}}$ – среднее значение силы тока в цепи СКЗ, А; q – электрохимический эквивалент материала электродов, кг/(А·год).

Таблица 3.49

Технико-экономические характеристики катодных станций

Тип катодной станции	Номинальные выходные параметры			Стоимость (в ценах 1980 г.) руб
	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А	
КСГ(КСК)-500	0,5	1-50	10	122
КСГ(КСК)-1200	1,2	10-60	20	190
КСС-600	0,6	24/12	25/50	329
КСС-1200	1,2	24/12	50/100	478
ТСКЗ-1500	1,5	60/30	50/100	344
ТСКЗ-3000	3	60/30	50/100	424
ТСКЗ-6000	6	120/60	50/100	504
ПСК-1,2	1,2	48/24	25/50	459
ПСК-5,0	5,0	96/48	52/104	560

Таблица 3.50

Техническая характеристика катодных станций типа КСЭР

Тип катодной станции	Номинальная мощность, кВт	Номинальное выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А	Масса, кг
КСЭР-0,2-0,15	0,15	24/48	6/3	33
КСЭР-0,2-0,3	0,3	24/48	12/6	38
КСЭР-0,2-0,6	0,6	24/48	25/12,5	65
КСЭР-0,2-1,2	1,2	24/48	50/25	85
КСЭР-0,2-2,0	2,0	48/96	42/21	105
КСЭР-0,2-3,0	3,0	48/96	62/31	115
КСЭР-0,2-5,0	5,0	50/100	100/50	150

Величины электрохимического эквивалента электродов из различных материалов следующие: стальные аноды без активатора – 10 кг/(А·год); железокремнистые аноды без активатора – 0,2 кг/(А·год); железокремнистые аноды с активатором – 0,1 кг/(А·год).

Практика эксплуатации установок катодной защиты, а также специальные исследования показали, что срок службы анодных заземлений, установленных непосредственно в грунт, мало зависит от плотности тока, растекающегося с заземления. Однако при плотности тока выше 10 А/м^2 на поверхности электродов возможно образование слоя продуктов коррозии, обладающих высоким сопротивлением, что потребует увеличения напряжения, а следовательно, и потребляемой мощности СКЗ.

У электродов, устанавливаемых в коксовую мелочь, заметное изменение напряжения СКЗ наблюдается при плотности тока более 14 А/м^2 . Срок их службы

$$\tau = (1,5 - 2) \cdot \tau_a . \quad (3.231)$$

Если по условию задана величина электрохимического эквивалента материала электрода в коксовой засыпке, расчет срок службы заземления следует вести по формуле (3.230).

Срок службы анодного заземления для строящихся и реконструируемых трубопроводов должен составлять не менее 15 лет, а для эксплуатируемых – не менее 10 лет. В случае, когда расчетный срок службы анодного заземления меньше, необходимо увеличить число электродов в нем.

Количество электродов анодного заземления n является технико-экономической величиной. С увеличением n , с одной стороны, возрастают капитальные затраты на электроды и амортизационные отчисления по ним, а с другой – уменьшается сопротивление растеканию тока с анодного заземления. Минимальной величине приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию анодного заземления соответствует оптимальное число электродов, вычисляемое по формуле:

$$n_{opt} = I_{\partial p} \sqrt{\frac{8,76 \cdot R_{1\epsilon} \cdot \sigma_3}{\sigma_a \cdot \eta \cdot \eta_{II} \cdot \eta_3 (\epsilon + \xi)}} , \quad (3.232)$$

где $R_{1\epsilon}$ – сопротивление растеканию одиночного электрода, Ом; σ_3 – средняя стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч; σ_a – стоимость одного электрода, руб.; $\eta = 0,7$ – КПД катодной установки; $\epsilon = 0,12$ 1/год – нормативный коэффициент окупаемости капитальных вложений; $\xi = 0,148$ 1/год – норматив амортизационных отчислений для установок электрохимической защиты.

Поскольку величина коэффициента экранирования зависит от числа электродов заземления, то уравнение (3.232) относительно n_{opt} может быть решено только методом последовательных приближений. Удобнее всего сделать это графически.

Полезная энергия, идущая на защиту трубопровода, расходуется на входном сопротивлении трубопровода. Она составляет в среднем 1–5 % от общего энергопотребления на катодную защиту. Другие виды потерь энергии не имеют прямого отношения к защите, однако без них невозможно её

обеспечить. Так, потеря электроэнергии в дренажной линии составляют практически от 10 до 20% от общего расхода энергии на защиту трубопровода.

При уменьшении сопротивления дренажной линии за счёт увеличения сечения проводов S_{np} может значительно сократиться расход бесполезно теряемой электроэнергии. Однако при увеличении S_{np} возрастает стоимость дренажной линии. Решение технико-экономической задачи даёт следующее выражение для оптимального сечения дренажного провода:

$$S_{np.opt} = 2,95 \cdot I_{\partial p} \sqrt{\frac{\sigma_3 \cdot \rho_{np}}{C_1 \cdot \eta(\varepsilon + \xi)}} , \quad (3.233)$$

где C_1 – коэффициент зависимости стоимости устройства 1 п.м дренажной линии σ_{np} от сечения проводов:

$$\sigma_{np} = C_1 \cdot S_{np} + C_2 . \quad (3.234)$$

Дренажный кабель может быть проложен либо по столбам воздушной линии, либо в траншее. Прокладка кабеля в траншее, как правило, обходится дороже. Так, для алюминиевого кабеля типа АСБ-1 в траншее $C_1=0,01$ руб/м·мм²; $C_2=1,3$ руб/м, а для его подвески по столбам воздушной линии $C_1=0,0035$ руб/м·мм²; $C_2=0,025$ руб/м (цены 1980 г.). Однако, при прокладке кабеля в траншее возможно его порыв сельскохозяйственной техникой. Поэтому в дальнейшем будем рассматривать только вариант прокладки дренажного кабеля по столбам воздушной линии. Характеристика проводов линий электропередачи и силовых кабелей приведена в табл. 3.51 и 3.52.

С увеличением расстояния между анодным заземлением и трубопроводом увеличивается длина плеча защиты одной катодной станции, а следовательно, уменьшается их число и стоимость катодной защиты. Однако, при увеличении возрастает стоимость сооружения линии постоянного тока, питающей СКЗ.

Кроме того, с удалением анодного заземления от трубопровода при той же разности потенциалов «трубопровод-грунт» в точке дренажа увеличивается сила тока катодной установки, потребляемая ею мощность, сечение проводов линии постоянного тока, число заземлителей и стоимость анодного заземления.

Выбор оптимального удаления анодного заземления от трубопровода производится из условия минимума отношения величины приведенных расходов на сооружение и эксплуатацию одной катодной установки к длине защищаемого ею участка, то есть по минимуму функции

$$\frac{\Pi}{\ell_{скз}} = \frac{K_3(\varepsilon + \xi) + \mathcal{E}_3}{\ell_{скз}} . \quad (3.235)$$

Характеристика проводов линии электропередачи

Марка проводов	Число и диаметр проводов, мм	Фактическое сечение, мм ²
<i>Медные провода</i>		
М-4	1×2,2	3,8
М-6	1×2,7	5,72
М-10	1×3,5	9,6
М-16	1×1,7	15,09
М-25	7×2,1	24,25
М-35	7×2,5	34,36
М-50	7×3,0	49,48
М-60	12×2,5	59,0
М-70	19×2,12	67,0
<i>Алюминиевые провода</i>		
А-16	7×1,70	15,89
А-25	7×2,10	24,25
А-35	7×2,50	34,36
А-50	7×3,00	49,48
А-70	7×3,54	68,90
А-95	7×4,15	94,90
А-120	19×2,80	117,0
Марка проводов	Число и диаметр проводов, мм	Фактическое сечение, мм ²
<i>Стальные одножильные провода</i>		
Ж-4	1×4	12,5
Ж-5	1×5	19,6
Ж-6	1×6	28,3
<i>Стальные многожильные провода</i>		
ПС-25	5×2,5	24,6
ПС-35	7×2,6	37,2
ПС-50	12×2,3	49,5
ПС-70	19×2,3	78,8
ПС-95	37×1,8	94,0

Капитальные затраты K_z на осуществление катодной защиты складывается из следующих величин:

- стоимости анодного заземления

$$K_a = \sigma_a \cdot n ; \quad (3.236)$$

- стоимости опор воздушной линии

$$K_{on} = 2\sigma_{ко} + \sigma_{но} \left(\frac{y}{50} - 1 \right) ; \quad (3.237)$$

- стоимости провода воздушной линии

$$K_{np} = (C_1 \cdot S_{np} + C_2) \cdot y ; \quad (3.238)$$

- стоимости станции катодной защиты $K_{ст}$ и составляют

$$K_3 = K_a + K_{onm} + K_{np} + K_{см} , \quad (3.239)$$

где $\sigma_{ко}$, $\sigma_{но}$ – стоимость конечной и промежуточной опор воздушной линии, ориентированно $\sigma_{ко} = 85$ руб, $\sigma_{но} = 25$ руб (цены 1980 г.).

Таблица 3.52

Силовые кабели, рекомендуемые для использования при монтаже систем электрохимической защиты от коррозии

Марка кабеля	Расшифровка марки кабеля	Назначение
ААБ	Кабель с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке, бронированный с защитным наружным покровом	Прокладка в траншеях, в земле
ВРГ	Кабель с медными жилами в полихлорвиниловой оболочке, голый	Присоединение токовводов к заземляющим электродам и протекторам
АВРГ	То же, с алюминиевыми жилами	То же
АВВБ	Кабель с полихлорвиниловой изоляцией, бронированный двумя стальными лентами, с наружным покровом	Прокладка в траншеях, в земле
ААШ _в	С бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке	Прокладка в траншеях, в земле

Стандартные сечения, мм²:
2, 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500.

Эксплуатационные расходы складываются из амортизационных отчислений от стоимости основных фондов $A = \xi \cdot K_3$ и стоимости электроэнергии $\mathcal{E}_3$ на обеспечение катодной защиты;

$$\mathcal{E}_3 = \sigma_3 \cdot P_{cp} \cdot \tau_{скз} , \quad (3.240)$$

где P_{cp} – потребляемая СКЗ мощность, рассчитанная по средней величине дренажного тока; $\tau_{скз}=8760$ ч – число часов работы катодной станции в году.

Величина оптимального удаления анодного заземления определяется методом последовательного перебора вариантов. Рекомендуется исследовать функцию $\frac{\Pi}{\ell_{скз}}$ на минимум при значениях $y \leq 2000$ м. Причем при величине $y < 300$ м расчеты надо выполнять с шагом 50 м, а при $y > 300$ м – с шагом 100 м.

Минимальное удаление анодного заземления от трубопровода определим из условия, что подкоренное выражение в формуле (3.212) должно быть

$$(1 + \Theta) \left(\frac{E_{max}}{E_{min}} \right) \leq 1 , \quad (3.241)$$

откуда

$$y_{min} = \frac{\rho_{Г.ср}}{2\pi Z_{\kappa} \left[\left(\frac{E_{max}}{E_{min}} \right)^2 - 1 \right]} . \quad (3.242)$$

Поскольку величина n зависит от силы дренажного тока, которая в свою очередь является функцией y , при варьировании расстояния от анодного заземления до трубопровода необходимо каждый раз оптимизировать число электродов заземления. Одновременно каждый раз вычисляют коэффициенты экранирования.

Результаты расчетов оформляются в виде таблицы, в которой обязательно приводятся и результаты расчетов при оптимальном удалении анодного заземления от трубопровода.

3.10.2. Совместная катодная защита параллельно уложенных подземных трубопроводов

В случае параллельной укладки нескольких трубопроводов на небольшом расстоянии друг от друга целесообразно осуществлять их совместную защиту, т.е. защиту всех параллельно уложенных трубопроводов на данной участке одной СКЗ.

При совместной защите параллельно уложенных трубопроводов их условно заменяют одним трубопроводом с эквивалентными параметрами, что позволяет выполнять все расчеты по формулам, приведенным ранее.

Эквивалентные параметры вычисляются по следующим зависимостям:

- продольное сопротивление

$$R_{Tэ} = \frac{\prod_{i=1}^2 R_{Ti}}{\sum_{i=1}^2 R_{Ti}} ; \quad (3.243)$$

- сопротивление изоляционного покрытия на единице длины трубопровода

$$R_{узэ} = \frac{\prod_{i=1}^2 R_{узи} - R_{эз}^2}{\sum_{i=1}^2 R_{узи} - 2R_{эз}} ; \quad (3.244)$$

- постоянная распределения тока и потенциала

$$\alpha_{э} = \sqrt{\frac{R_{Tэ}}{R_{узэ}}} , \quad (3.245)$$

где R_{Ti} , $R_{узи}$ – продольное сопротивление, сопротивление изоляционного покрытия i -го трубопровода; $R_{эз}$ – взаимное сопротивление между двумя рассматриваемыми трубопроводами, равное:

$$R_{эз} = \frac{\rho_{Г.ср}}{\pi} \ln \frac{1}{B \sqrt{\prod_{i=1}^2 \alpha_i}} ; \quad (3.246)$$

α_i – постоянная распределения i -го трубопровода; B – расстояние между трубопроводами.

Если число параллельно уложенных трубопроводов больше двух, то расчет эквивалентных параметров необходимо выполнять по формулам (3.243, 3.244), заменив сначала два трубопровода одним, а затем эквивалентный и третий трубопровод снова заменив одним эквивалентным и т.д.

Для уравнивания длины защитных зон на трубопроводах, объединенных совместной катодной защитой, кроме перемычки, установленной в точке дренажа, оборудуют дополнительные перемычки на границах общей защитной зоны.

Сечение перемычек выбирают из условия, что падение напряжения на каждой из них не должно превышать 0,02 В, однако по условиям механической прочности площадь сечения перемычек должна быть не менее 25 мм².

3.10.3. Расчет основных параметров протекторной защиты

Протекторная защита относится к электрохимическому виду защиты трубопровода от коррозии и основана на принципе работы гальванического элемента. Она автономна, благодаря чему, может использоваться в районах, где отсутствуют источники электроэнергии.

Применение протекторов при электрохимической защите магистральных трубопроводов допускается только в групповых установках и грунтах с удельным электросопротивлением не более 50 Ом·м. Принципиальная схема протекторной защиты приведена на рис. 3.43.

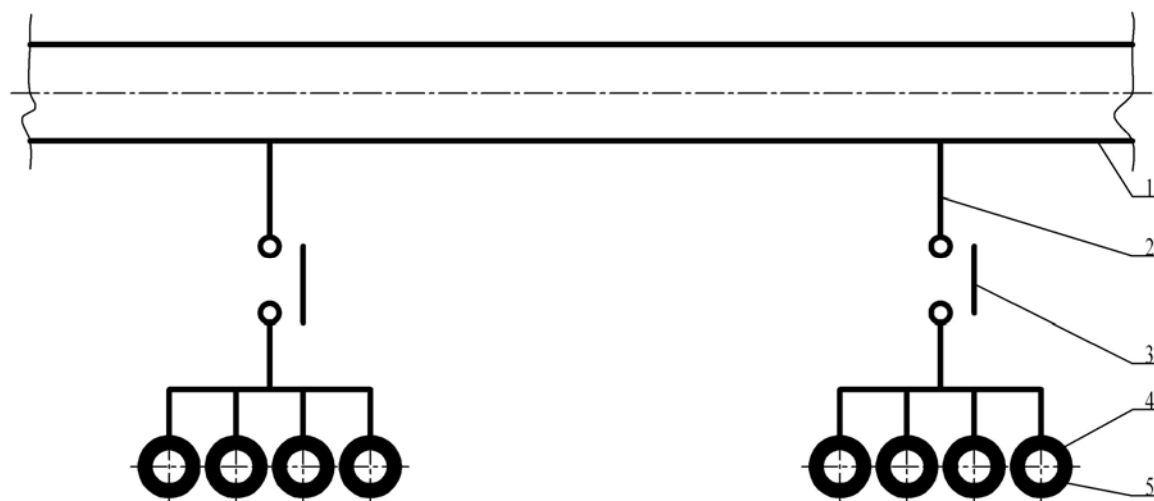


Рис.3.43. Схема протекторной защиты магистрального трубопровода:
1 – трубопровод; 2 – соединительный провод; 3 – контрольно-измерительная колонка; 4 – активатор; 5 – протектор

Наиболее распространенными протекторами являются магниевые, потенциал которых до подключения их к трубопроводу составляет -1,6 В. Минимальный расчетный защитный потенциал составляет, так же, как и для катодной защиты -0,85 В, естественный потенциал трубопровода по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения -0,55 В. Для повышения эффективности работы протектора, его погружают в специальную смесь солей,

называемую активатором. Такая конструкция называется комплектным протектором.

При проектировании протекторной защиты решают как прямую задачу (определение протяженности зоны защиты установки при заданном количестве протекторов), так и обратную (определение необходимого числа протекторов для защиты трубопровода известной длины).

В первом случае длина зоны защиты протекторной установки на изолированном трубопроводе с достаточной для инженерных расчетов точностью определяется по формуле:

$$L_n = \left(\frac{E_n}{E_{зщ. min}} - 1 \right) \cdot \frac{R_{уз. cp}}{R_n} , \quad (3.247)$$

где E_n – потенциал протектора до подключения его к трубопроводу (для магнелиевых протекторов $E_n = -1,6$ В по МСЭ) R_n – сопротивление растеканию тока протекторной установки, определяемое по формуле:

$$R_n = \frac{R_{n1}}{N_n \cdot \eta_{эн}} , \quad (3.248)$$

где R_{n1} – сопротивление растеканию тока с одиночного протектора, определяемое по формулам (3.222, 3.223); N_n – число протекторов в группе; $\eta_{эн}$ – коэффициент, учитывающий взаимное экранирование протекторов в группе; определяется по формуле (3.226), либо – для магнелиевых протекторов – по рис. 3.44.

При защите трубопровода одиночными протекторами $N_{n1} = 1$ и $\eta_{эн} = 1$.

Для магнелиевых протекторов марки ПМУ при их установке на глубине до 2,5 м можно пользоваться упрощенными формулами:

$$\begin{aligned} R_{n1(пм5у)} &= 0,24 + 0,56 \rho_{г. cp} ; \\ R_{n1(пм10у)} &= 0,18 + 0,47 \rho_{г. cp} ; \\ R_{n1(пм20у)} &= 0,15 + 0,40 \rho_{г. cp} . \end{aligned} \quad (3.249)$$

В случае, если применяются протекторы без активатора, в формулы (3.222, 3.223) вместо размеров столба активатора необходимо подставлять размеры протектора (табл. 3.53).

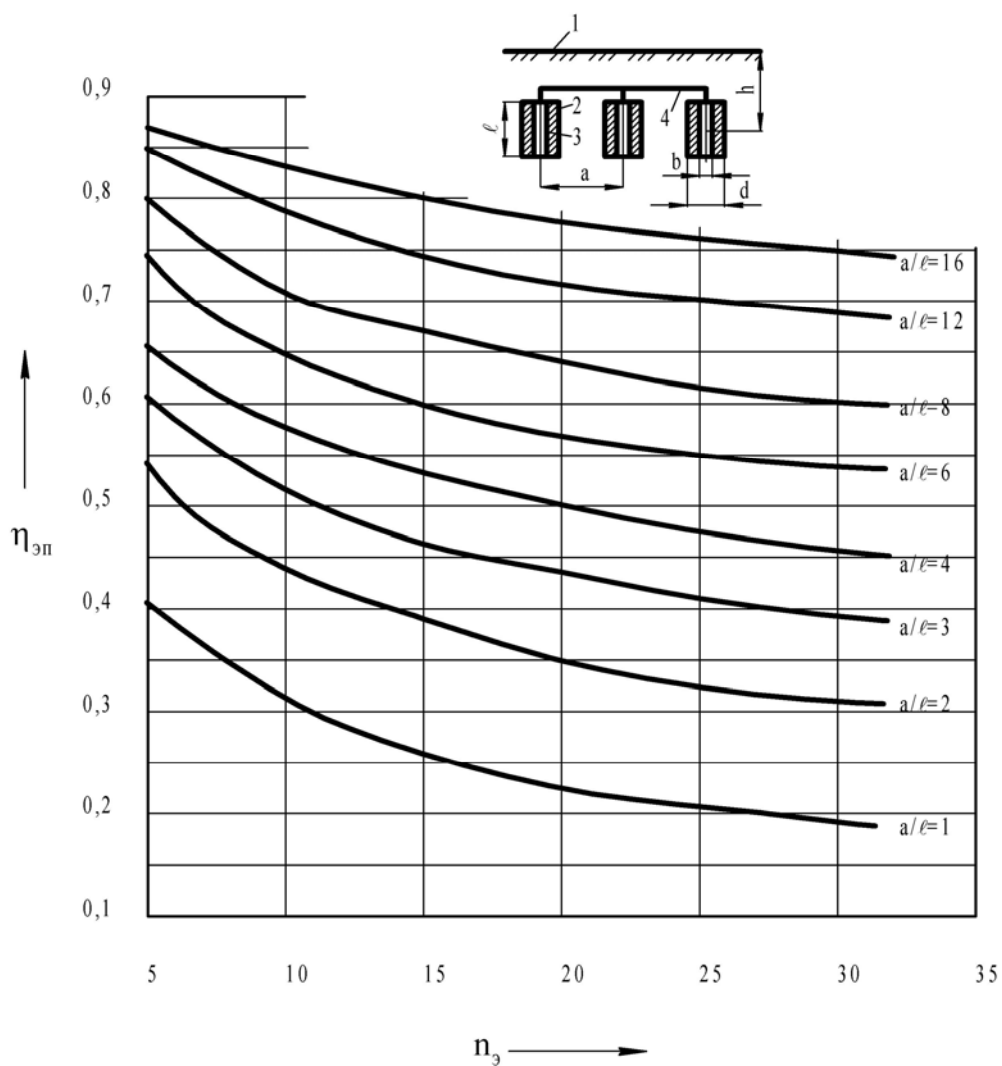


Рис.3.44 Зависимость коэффициента экранирования вертикальных протекторов типа ПМ-10У от их числа при различных отношениях a/ℓ :
1 – поверхность земли; 2 – активатор; 3 – протектор; 4 – соединительный провод

Таблица 3.53

Техническая характеристика магниевых протекторов

Тип протектора	Размеры протектора, мм				Масса, G_n , кг
	ℓ_n	d_n	ℓ_a	d_a	
ПМ 5	500	95	-	-	5
ПМ 5У	500	95	580	165	5
ПМ 10	600	125	-	-	10
ПМ 10У	600	123	700	200	10
ПМ 20	800	181	-	-	20
ПМ 20У	900	181	900	240	20
ПМР-5	60	280	-	-	5
ПМР-10	70	400	-	-	10
ПМР-20	140	400	-	-	20

Масса протекторов ПМ5У, ПМ10У, ПМ20У включают массу активатора.

Сила тока в цепи протекторной установки при подключении ее к трубопроводу определяется по зависимости:

$$I_n = \frac{|E_{min}|}{R_n} \cdot \left(1 - \frac{E_{защ.min}}{E_n} \right) . \quad (3.250)$$

Срок службы протекторной установки вычисляется по формуле:

$$\tau_{n.y} = \frac{G_n \cdot N_n \cdot \eta_u \cdot \eta_n}{I_n \cdot q_n} , \quad (3.251)$$

где $\eta_n = 0,95$ – коэффициент протектора; η_n – КПД протектора, определяемый в зависимости от анодной плотности тока j_a по графику (рис. 3.45); q_n – электрохимический эквивалент материала протектора (для магниевых протекторов $q_n = 3,95$ кг/А·год).

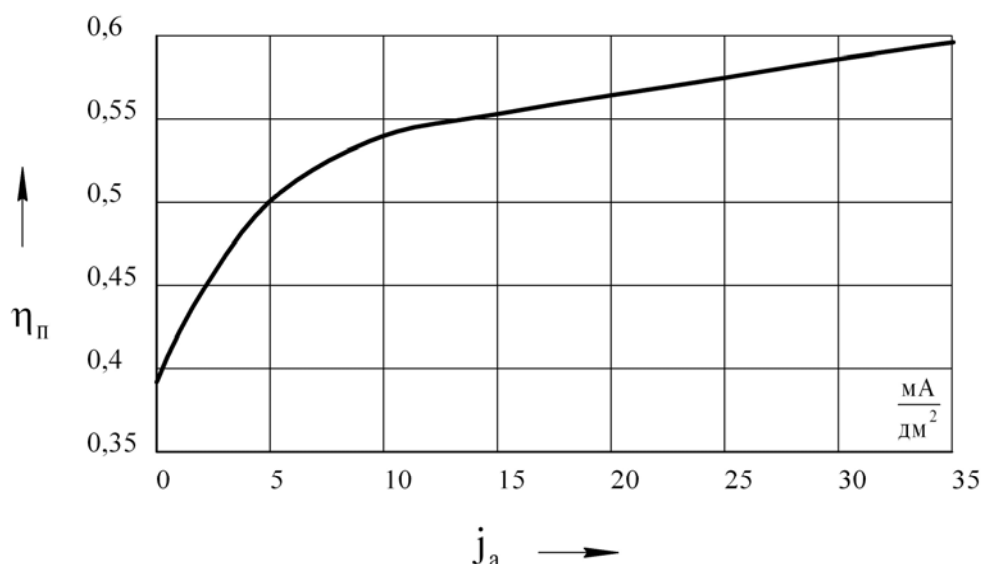


Рис.3.45. Зависимость коэффициента полезного действия протектора от анодной плотности

Анодная плотность тока $\left(\frac{mA}{dm^2} \right)$ определяется по формуле:

$$j_a = \frac{10 \cdot I_n}{N_n \cdot d_n \cdot (\pi \cdot \ell_n + 1,57 d_n)} . \quad (3.252)$$

При решении обратной задачи число протекторов в группе, необходимое для защиты участка трубопровода длиной L_i определяется как отношение

величины необходимого защитного тока I к токоотдаче одного протектора I_{n1} (с увеличением в 1,5–2 раза), т.е.

$$N_n = (1,5 - 2) \frac{I}{I_{n1}} . \quad (3.253)$$

Величина необходимого защитного тока определяется из условия создания на трубопроводе наложенной разности потенциалов не ниже минимальной:

$$I = K \cdot L_n \cdot \frac{|E_{min}|}{R_{из.ср}} , \quad (3.254)$$

где $K = 1,2 - 1,3$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения разности потенциалов «труба-земля» вдоль трубопровода; L_n – протяженность участка трубопровода, защиту которого необходимо обеспечить.

Токоотдача одного магниевого протектора рассчитывается по формуле:

$$I_{n1} \approx \frac{0,6}{R_{n1}} . \quad (3.255)$$

3.10.4. Расчет основных параметров электродренажной защиты

Значительную опасность для магистральных трубопроводов представляют блуждающие токи электрифицированных железных дорог, которые в случае отсутствия защиты трубопровода вызывают интенсивное коррозионное разрушение в анодных зонах. Наиболее эффективным способом защиты от блуждающих токов является электродренажная защита, основной принцип которой в устранении анодных зон путем отвода (дренажа) блуждающих токов от них в рельсовую часть цепи электротяги, имеющей отрицательный или знакопеременный потенциал.

Существует дренажная защита нескольких типов (рис.3.46)

- прямая, допускающая прохождение блуждающих токов в двух направлениях;
- поляризованная, обеспечивающая прохождение блуждающих только в одном направлении: из трубопровода в рельс при знакопеременной разности потенциалов труба-рельс; рекомендуется при значениях потенциала «рельс-земля» в пределах от (-5) В и выше по МЭС в точке подключения;
- усиленная автоматическая, включающая поляризованную электродренажную защиту и станцию катодной защиты,

рекомендуется при значениях потенциала «рельс-земля» в пределах от (-5) В по МЭС и менее в точке подключения.

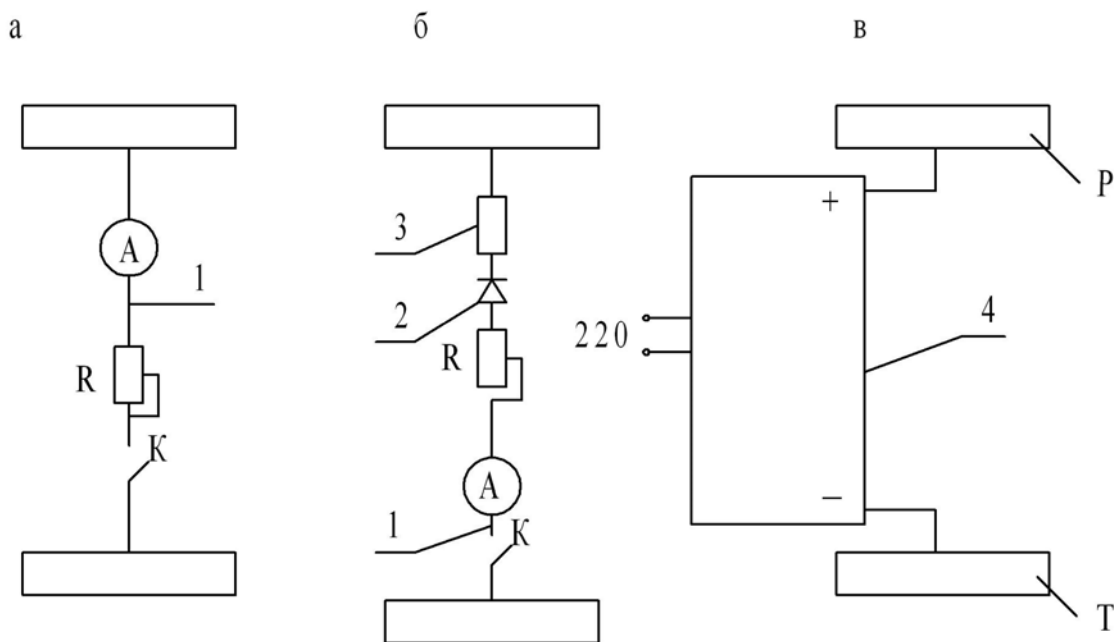


Рис.3.46. Схемы электродренажных установок, применяемые для борьбы с блуждающими токами:

а – прямой дренаж; б – поляризованный дренаж; в – усиленный дренаж; R – переменное сопротивление; К - выключатель; Р - рельс; 1 – дренажные кабели; 2 – полупроводниковый вентиль; 3 – плавкий предохранитель; 4 – усиленная дренажная установка

Характеристики электродренажных установок приведены в табл. 3.54, 3.55.

Таблица 3.54

Техническая характеристика устройств поляризованной электродренажной защиты

Тип электродренажного устройства	Номинальный ток, А	Допустимое обратное напряжение, В	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ПД-3А	500	100	782×380×313	30
ПГД-60	60	150	350×365×255	25
ПГД-200	200	50	550×365×255	25
ПД-50 У1	50		750×458×1100	141
ПД-125 У1	125			180
ПД-200 У1	200		850×508×1500	240
ПД-300 У1	300			270
ПД-600 У1	500		1000×600×1800	320

Техническая характеристика усиленных электродренажей

Тип устройства	Номинальная выходная мощность, кВт	Номинальное выходное напряжение, В	Номинальный выходной ток, А	Ток непрерывной работы, А	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
УД	1,8	6/12	125/250			
УД-2400	2,4	3-48	200		1070×570×380	128
САУД-300	1,8	6	300	120	520×900×990	130
САУД-500	3,0	6	500	200	520×900×990	180

При расчете электродренажной защиты решаются две основные задачи: выбирается место размещения дренажной установки и определяется сечение дренажного кабеля.

Место установки дренажной установки определяется коррозионными изысканиями на местности.

Площадь сечения дренажного кабеля определяется по формуле:

$$S_k = \frac{I_D}{\Delta U_D} \rho_k \cdot L_k, \quad (3.256)$$

где S_k — площадь сечения дренажного кабеля, мм²; I_D — максимальная сила тока в дренажной цепи, А; ΔU_D — допустимое падение напряжения в дренажной цепи, В; L_k — длина дренажного кабеля, м; ρ_k — удельное сопротивление материала дренажного кабеля Ом·мм²/м.

Максимальную силу тока в дренажной цепи определяют по формуле:

$$I_D = 0,2 \cdot I_{\text{тп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5, \quad (3.257)$$

где $I_{\text{тп}}$ — ток нагрузки тяговой подстанции; K_1 — коэффициент, учитывающий расстояние L_1 до электрофицированной железной дороги

$$K_1 = 1,065 - 0,628 \cdot L_1 + 0,108 \cdot L_1^2; \quad (3.258)$$

K_2 — коэффициент, учитывающий расстояние L_2 до тяговой подстанции

$$K_2 = 1,084 - 0,85 \cdot L_2 + 0,249 \cdot L_2^2 - 0,0255 \cdot L_2^3; \quad (3.259)$$

K_3 — коэффициент, учитывающий состояние изоляционного покрытия (табл. 3.57); K_4 — коэффициент, учитывающий возраст подземного сооружения (табл. 3.58); K_5 — коэффициент, учитывающий число параллельно уложенных трубопроводов (табл. 3.59).

Допустимое падение напряжения в дренажной цепи при подключении дренажа к минусовой шине тяговой подстанции вычисляется по формуле

$$\Delta U_D = 9,7 + 2,47 \cdot L_3 - 0,353 \cdot L_3^2, \quad (3.260)$$

где L_3 – расстояние между отсасывающим пунктом и трубопроводом, км.

Если же дренаж подключается через среднюю точку путевых дросселей, то

$$\Delta U_D = -0,8 + 9,8 \cdot L_4 - 4,8 \cdot L_4^2 + 0,8 \cdot L_4^3, \quad (3.261)$$

где L_4 – расстояние между трубопроводами и железной дорогой, км.

Проверка правильности выбора сечения дренажного кабеля производится по допустимой плотности тока $j_{дон}$, которая для медного кабеля равна 1 А/мм², а для алюминиевого равна 0,8 А/мм². При этом должно выполняться неравенство:

$$j = \frac{I_D}{S_k} < j_{дон}. \quad (3.262)$$

Таблица 3.56

Значение коэффициента K_3

Состояние изоляционного покрытия	K_3
Нормальное	1
Усиленное	0,9

Таблица 3.57

Значение коэффициента K_4

Возраст трубопровода	K_4
Более пяти лет	1
Через три года	0,9
Через шесть месяцев	0,75

Таблица 3.58

Значение коэффициента K_5

Число параллельных трубопроводов	K_5
1	0,8
2	0,9
3	0,95
4 и более	1

3.11. Примеры расчетов

Пример 3.1. Определить число линейных объектных строительных потоков (число изоляционно-укладочных колонн), необходимых для осуществления строительства магистрального трубопровода, имеющего следующую проектную характеристику:

1. Диаметр трубопровода – 1220 мм.
2. Проектная протяженность трубопровода – 1380 км.
3. Характеристика переходов (по протяженности)
 - через болота I типа – 0,5 км;
 - через крупные реки (объекты УПТР) – 9,7 км;
 - то же, с зеркалом воды более 20 м – 2,0 км;
 - через железные и шоссейные дороги – 1,8 км.
4. Характеристика участков трассы трубопровода (по протяженности) $L=1380$ км:

- с нормальными условиями производства работ $\ell_n = 1227$ км;
 - болота I типа $\ell_{\text{б}}^I = 41$ км;
 - болота II типа $\ell_{\text{б}}^{II} = 98$ км.
5. Число переходов по трассе – 622.
 6. Характеристика отдельных участков трассы:

- *участок №1*, протяженность $\ell_1 = 324$ км проектная продолжительность $N_{nl_1} = 333$ дня;

число дней, в которые по погодным условиям изоляционно-укладочные работы не допускаются $N_{noz_1} = 83$ дня;

- *участок №2* – $\ell_2 = 216$ км; $N_{nl_2} = 384$ дн.; $N_{noz_2} = 118$ дн.

- *участок №3* – $\ell_3 = 460$ км; $N_{nl_3} = 307$ дн.; $N_{noz_3} = 86$ дн.

- *участок №4* – $\ell_4 = 195$ км; $N_{nl_4} = 256$ дн.; $N_{noz_4} = 52$ дн.

- *участок №5* – $\ell_5 = 185$ км; $N_{nl_5} = 307$ дн.; $N_{noz_5} = 67$ дн.

7. Протяженность участков трубопровода с различными типами изоляционных покрытий:

- с битумно-резиновой изоляцией нормального типа 1 $\ell_{из.н} = 979$ км,
- с битумно-резиновой изоляцией усиленного типа 1 $\ell_{из.ус} = 17$ км,
- с изоляцией липкими полимерными лентами $\ell_{из.л} = 370$ км.

Решение

1. По формуле (3.6) определяем L

$$L = 1380 - (0,5 + 9,7 + 2,0 + 1,8) = 1366 \text{ км.}$$

2. По формуле (3.4) определяются значения $k_{noz.i}$ для отдельных участков трубопровода

$$k_{noz_1} = \frac{333}{333 - 83} = 1,33 ;$$

$$k_{noz_2} = 1,44; \quad k_{noz_3} = 1,39; \quad k_{noz_4} = 1,25; \quad k_{noz_5} = 1,18.$$

3. По формуле (3.5) определяется k_{noz}

$$k_{noz} = (1,33 \cdot 324 + 1,44 \cdot 216 + 1,39 \cdot 460 + 1,25 \cdot 195 + 1,28 \cdot 185) / 1366 = 1,35 .$$

4. Число переходов, приходящихся на 100 км трассы трубопровода, составляет $622 \cdot 100 / 1366 = 45$, отсюда $k_{пер} = 1,15$.

5. Значение N_{nl} определяется по формуле, аналогичной (3.5), и составляет 605 дней.

6. Определяется значение L_{np} по формуле (3.3)

$$L_{np} = (1277 \cdot 1 + 41 \cdot 1,7 + 98 \cdot 2,5) \cdot 1,15 \cdot 1,35 + (979 \cdot 1,0 + 17 \cdot 1,25 + 1,25 \cdot 370 \cdot 1,0) - 1366 = 2402 \text{ км.}$$

7. Число изоляционно-укладочных колонн, равное числу объектных потоков, по формуле (3.2)

$$K = \frac{2402000}{605 \cdot 425} = 9,64 . \text{ Принимаем } K = 10 \text{ колонн.}$$

8. Показатель сложности трассы трубопровода

$$\alpha = \frac{2402}{1366} = 1,76 .$$

Выводы:

1) В среднем каждая колонна должна изолировать и укладывать:

$$\text{в месяц } \frac{1366}{\frac{605}{25,6} \cdot 10} = 5,8 \text{ км, в год } - 5,8 \cdot 12 = 70 \text{ км}$$

2) Решение задачи позволяет предусмотреть изменение сроков строительства трубопровода при изменении как числа изоляционно-укладочных колонн, так и числа колонно-смен.

Пример 3.2. Определить рациональную транспортную схему и количество транспортных средств для строительства участка газопровода «СОЮЗ» (ПК 1140-960 км).

Исходные данные

1. Протяженность участка строительства – 180 км.
2. Расстояния от пунктов поступления до трубосварочных баз (тсб) составляют:
пункт 1 – ст. Чертковое – $a = 28$ км (ПК 1140) – тсб №1;
пункт 2 – ст. Мешковская – $b = 12$ км (ПК 1060) – тсб №2;
пункт 3 – ст. Вешенская – $c = 18$ км (ПК 1012) – тсб №3.
3. Расстояния между трубосварочными базами по трассе составляют:
 $L_1=80$ км; $L_2=48$ км.
4. Диаметр газопровода – 1420 мм.
5. Толщина стенки трубы $\delta = 16,5$ мм.
6. Продолжительность строительства – 16 мес.
7. Средняя скорость движения машин с грузом – 20 км/ч, без груза – 30 км/ч.
8. Время погрузки труб – 20 мин., время разгрузки – 15 мин (по данным хронометража).
9. Продолжительность работы машин в течение суток составляет 16 часов.
10. Работы выполняются в летний период года.
11. Подъездные дороги с твердым покрытием, вдольтрассовые – грунтовые.
12. Трубосварочные базы расположены на выходе к трассе.

Решение

1. По табл. 3.4 назначаем марку трубовоза-плетевоза – ПЛТ-214 (на базе автомобиля КрАЗ-214) грузоподъемностью 18 т.

2. Фактическая грузоподъемность трубовоза

$$q_{TP} = \frac{18}{3 \cdot 34} = 5,3 \text{ трубы.}$$

С учетом допустимого недогруза (15%, здесь 5,5%) трубовоза принимаем число одиночных труб, погружаемых на трубовоз, равные 5, вес 5 труб – $3,4 \cdot 5 = 17$ т.

3. Общий вес труб по формуле (3.12)

$$G_{общ} = 3,4 \frac{120000}{12} = 34000 \text{ т.}$$

4. Необходимое число трубопроводов ПЛТ-214 на период строительства трубопровода по формуле (3.15)

$$N_{mp} = \frac{34000}{17} \cdot \frac{\frac{48}{22} + \frac{48}{30} + \frac{20}{60} + \frac{15}{60}}{0,9 \cdot 25,5 \cdot 6 \cdot 16} = 3,9. \text{ Назначаем 4 трубопровода ПЛТ-214.}$$

С учетом коэффициента организационно-технических перерывов

$$K_{o.t} = 0,6 - 0,8 \text{ (здесь } K_{o.t} = 0,7)$$

$$N_{mp} = 4/0,7 = 5,7. \text{ Принимаем } N_{mp} = 6 \text{ трубопроводов ПЛТ-214.}$$

В данном случае $K_{o.t}$ учитывает время, необходимое для технического обслуживания автомобилей и прицепов.

5. По табл. 3.5 назначаем марку трубопровода-плетевоза для транспортировки секций труб с промежуточных трубосварочных баз непосредственно на трассу – ПЛТ-214. Выбор одной марки трубопровода-плетевоза как для транспортировки отдельных труб, так и секций труб существенно упрощает эксплуатацию автопарка и прицепов.

6. Определяем фактическую грузоподъемность плетевоза

$$q_{пл} = 13/10,2 = 1,76 \text{ секции.}$$

С учетом допустимого перегруза (15%, здесь 11,3%) принимаем число секций труб, погружаемых на плетевоз, равным 2; вес 2 секций - $10,2 \cdot 2 = 20,4$ т (следует учитывать, что практически длина секции труб колеблется от 33,9 до 36 м).

7. Определяем необходимое число плетевозов:

$$N_{пл} = \frac{34000}{20,4} \cdot \frac{\frac{36}{22} + \frac{36}{30} + \frac{20}{60} + \frac{15}{60}}{0,9 \cdot 25,6 \cdot 6 \cdot 16} = 2,5. \text{ Назначаем 3 плетевоза ПЛТ-214.}$$

С учетом $K_{o.t} = 0,7$ принимаем $N_{пл} = 4$ плетевоза.

Вывод: на сварочно-монтажном участке постоянно должно работать не менее 10 плетевозов ПЛТ-214.

Пример 3.3. Рассчитать траверсу, работающую на изгиб при разгрузке труб весом 77,5 кН из полувагонов.

Решение

Принимаем для изготовления траверсы двутавровую балку, материал сталь марки ВСт3 с $R_y = 225$ МПа. Рабочая длина траверсы $\ell = 2a = 3$ м.

Максимальный изгибающий момент

$$M = Ga/2 = 77,5 \cdot 1,5/2 = 58,1 \text{ кН}\cdot\text{м}$$

Минимальный момент сопротивления поперечного сечения

$$W_x = M/R_y = 58,1 \cdot 10^{-3} / 225 = 0,258 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

По справочным таблицам подбираем двутавровую балку №22 с $W_x = 0,309 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$.

Пример 3.4. Проверить на устойчивость траверсу, работающую на сжатие, изготовленную из двутавровой балки №30 с площадью поперечного сечения $A = 61,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ и минимальным радиусом инерции сечения балки $i_{x\min} = 12,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}$. Материал изготовления сталь марки ВСт3, $R_y = 205 \text{ МПа}$.

Рабочая длина траверсы $\ell = 4,0 \text{ м}$, угол наклона ветвей каната к вертикали $\alpha = 45^\circ$. Вес поднимаемого груза 200 кН .

Решение

Сжимающее усилие в балке траверсы по формуле (3.25)

$$N = \frac{200}{2} \cdot \operatorname{tg} 45^\circ = 100 \text{ кН}.$$

Гибкость траверсы по формуле (3.27)

$$\lambda = 4,0 / 12,1 \cdot 10^{-2} = 33,$$

соответственно коэффициент продольного изгиба φ (см.табл.3.10) равен 0,939 и условие устойчивости имеет вид

$$\frac{100 \cdot 10^{-3}}{0,939 \cdot 61,2 \cdot 10^{-4}} \leq 205 \cdot 0,95 ;$$

$$17,6 < 195.$$

Как видно, условие устойчивости выполняется.

Пример 3.5. Подобрать стропы для подъема груза весом $G = 120 \text{ кН}$, угол наклона ветвей к вертикали $\alpha = 40^\circ$.

Усилие в каждой ветви стропа по формуле (3.28)

$$S = \frac{120}{2 \cdot \cos 40^\circ \cdot 1} = 78,3 \text{ кН}.$$

Поскольку угол расхождения ветвей составляет $2\alpha=80^\circ$ и не превышает максимально допустимого, равного 90° , по табл. 3.6 выбираем строп 2СК-12,5 с грузоподъемностью 125 кН.

Если вместо одного двухветвевого использовать два двухпетельных стропы, их суммарная грузоподъемность должна составлять произведение $S \cdot n = 78,3 \cdot 2 = 156,6$ кН. По табл. 3.7 выбираем стропы СКП1-8,0, имеющие грузоподъемность 80 кН. Суммарная грузоподъемность двух стропов составит 160 кН.

Пример 3.6. Рассчитать высоту складирования труб при следующих исходных данных $D_n=1420$ мм; $\delta_n=10$ мм; материал – сталь 12ГСБ для которой $R_1^H=500$ МПа, $R_2^H=350$ МПа; $L=12$ м; трубы складировются на грунтовой площадке ($k_I=1,2$); нижний ряд труб укладывается на подкладки ($\eta=1,1$); складирование труб производят в зимний период ($k_c=1,05$); число подкладок $B=4$.

Решение

1. Коэффициент надежности по материалу $k_2=1,15$,
 т.к. $\frac{R_2^H}{R_1^H} = \frac{350}{510} = 0,686 < 0,8$.

2. Расчетное сопротивление материала труб по формуле (3.31)

$$R_2 = \frac{1}{1,15 \cdot 1} = 304,3 \text{ МПа} .$$

3. Схемное число рядов n_{cx} по формуле (3.30)

$$n_{cx} = 0,45 + 36,51 \cdot 10^3 \frac{304,3 \cdot 10}{7,85 \cdot 1420^2} = 7,47 .$$

4. Проверяем расстояние между подкладками по формуле (3.33)

$$\frac{L-1}{B-1} = \frac{12-1}{4-1} = 3,7 \text{ м} < 3D_n = 4,26 \text{ м} .$$

5. Предельно допустимое число рядов труб в штабеле по формуле (3.32)

$$n \leq \frac{7,47}{1,2 \cdot 1,1 \cdot 1,05} \leq 5,39.$$

Принимаем $n = 5$.

6. Высота штабеля по формуле (3.34)

$$H = 1420(0,866 \cdot 5 + 0,134) = 6,340 \text{ м} = 6,34 \text{ м}.$$

Пример 3.7. Определить критическую высоту вертикального откоса в грунте, имеющем следующие физико-механические характеристики: $\gamma_{\text{ест}} = 0,018 \text{ Н/см}^2$, $\varphi_{\text{зр}} = 26^\circ$, $c_{\text{зр}} = 1,5 \text{ Н/см}^2$. Внешнюю нагрузку будем считать для двух случаев: $q=0$ и $q=10 \text{ Н/см}^2$.

Решение

Критическая высота вертикального откоса $h_{\text{кр}}$ по формуле (3.44) при $q=0$

$$h_{\text{кр}} \frac{2 \cdot 1,5}{0,018 \cdot \text{tg}\left(45^\circ - \frac{26^\circ}{2}\right)} = 266,7 \text{ см},$$

при $q=10 \text{ Н/см}^2$, $z_{\text{кр}} < 0$, т.е. при такой внешней нагрузке откос не может сохранять вертикальную форму. По формуле (3.45) установим предельное ее значение $q_{\text{нр}} = 4,6 \text{ Н/см}^2$. При $q \leq q_{\text{нр}}$ откос может быть вертикальным, а при $q > q_{\text{нр}}$ – нет.

Пример 3.8. Определить для условия примера 3.7, можно ли находиться трубоукладчику на расстоянии $a = 150 \text{ см}$ от края вертикального откоса траншеи (см.рис.3.18, а), имеющей расчетную глубину 220 см. Давление от гусениц трубоукладчика $q = 5 \text{ Н/см}^2$.

Решение

Критическая высота вертикального откоса $h_{\text{кр}}$ по формуле (3.46)

$$h_{кр} = \frac{2 \cdot 15}{\left[0,018 + \frac{5}{150(\operatorname{tg} 58^\circ - \operatorname{tg} 26^\circ)} \right] \operatorname{tg} 32^\circ} - \frac{0,018 \cdot 150 \cdot \operatorname{tg} 26^\circ}{0,018 + \frac{5}{(\operatorname{tg} 58^\circ - \operatorname{tg} 26^\circ)}} +$$

$$+ 150 \cdot 0,487 = 150 \text{ см.}$$

Поскольку расчетная глубина траншеи 220 см, а $h_{кр} = 150$ см, то трубоукладчик может разрушить вертикальный откос. Следовательно, край гусеницы трубоукладчика должен находиться от края траншеи на большем расстоянии, чем 150 см. Приняв $a = 220$ см и выполнив вычисления, получим $h_{кр} = 187$ см. При $a = 250$ см $h_{кр} = 232$ см. Следовательно, при принятых исходных данных трубоукладчик должен находиться от бровки траншеи без опасности ее разрушения на расстоянии $a = 240\text{--}250$ см.

Пример 3.9. Определить установочную мощность роторного экскаватора для рытья траншеи под трубопровод диаметром 1020 мм в суглинистом грунте категории II со скоростью 350 м/ч.

Глубина траншеи $h_T = 2,0$ м, ширина траншеи по дну $B = 1,5$ м.

Решение

Принимаем откосы 1:0,5 (см. табл. 3.13). Площадь поперечного сечения траншеи

$$S = h_T \frac{(2B + h_T)}{2} = 2,0 \left(\frac{2 \cdot 1,5 + 2,0}{2} \right) = 5 \text{ м}^2.$$

Удельное сопротивление резанию и копанию $k_p = 350$ кПа (см. табл. 3.17).
Установочная мощность по формуле (3.48)

$$N = \frac{1,0 \cdot 0,7 \cdot 300 \cdot 5 \cdot 350}{3600} = 102,1 \text{ кВт}.$$

Оптимальным является в этом случае экскаватор ЭТР-223 с глубиной копания 2,2 м, шириной ротора 1,5 м и мощностью 103,0 кВт.

Пример 3.10. Определить производительность бульдозера при разработке грунта. Исходные данные: трактор Т-130, длина отвала $b = 3,2$ м, высота отвала $h = 1,3$ м. Масса трактора с навесным оборудованием $m = 17280$ кг. Разрабатываемый грунт – плотный суглинок $\rho_{сп} = 1700$ кг/м³. Место работы – горизонтальная площадка. Отвал перпендикулярен оси трактора $\alpha = 90^\circ$.

Решение

1. Тяговое усилие, развиваемое трактором при $N_{\text{дв}}=118$ кВт (160 л.с.), $\eta_m = 0,8$ и скорости движения $v = 3,7$ км/ч = 1,03 м/с

$$T_N \approx 0,9P = 0,9 \frac{1000 N_{\text{дв}} \eta_m}{v} = 0,9 \frac{1000 \cdot 118 \cdot 0,8}{1,03} = 82600 \text{ Н} = 82,6 \text{ кН} .$$

2. Сила тяги по сцеплению $T_{\text{сц}} = G_{\text{сц}} \varphi$. При движении бульдозера по плотному грунту $\varphi = 0,9$. $T_{\text{сц}} = 17280 \times 9,81 \cdot 0,9 = 153000 \text{ Н} = 153 \text{ кН}$. Условие движения без буксования $T_{\text{сц}} > T_N > W$.

3. Сопротивление волочению призмы грунта впереди отвала на горизонтальной площадке при $\varphi_{\text{зр}} = 40^\circ$, $\alpha = 90^\circ$ и $\mu = 0,4$ по формуле (3.57)

$$W_2 = 0,5 \cdot 1,3 \frac{1,3}{\tan 40^\circ} 3,2 \cdot 1700 \cdot 9,81 (0,4 \pm 0) = 21300 \text{ Н} = 21,3 \text{ кН} .$$

4. Сопротивление от трения грунта по отвалу по формуле (3.58)

$$W_3 = 0,5 \cdot 3,2 \cdot 1,3^2 \cdot 1700 \cdot 9,81 \cdot \cos 55^\circ \cdot 0,6 = 9300 \text{ Н} = 9,3 \text{ кН} .$$

5. Сопротивление движению бульдозера по формуле (3.59)

$$W_4 = 17280 \cdot 9,81 (0,12 \pm 0) = 20300 \text{ Н} = 20,3 \text{ кН} .$$

6. Свободная сила тяги (запас тягового усилия) по сцепному весу $T = T_{\text{сц}} - (W_2 + W_3 + W_4) = 153 - (21,3 + 9,3 + 20,3) = 153 - 50,9 = 102,1 \text{ кН}$. По мощности $T = T_N - (W_2 + W_3 + W_4) = 82,6 - 50,9 = 31,7 \text{ кН}$. Для дальнейших расчетов следует принимать меньшее значение.

7. Расчетная глубина резания (толщина стружки грунта) из формулы (3.56), $c = W_1 / (b \sin \alpha k)$.

Для разрабатываемого грунта – плотного суглинка $k = 0,14$ МПа (по табл. 3.20).

В конце набора грунта

$$c = \frac{31700}{3,2 \sin 90^\circ \cdot 0,14 \cdot 10^6} = 0,07 \text{ м} .$$

В начале копания, когда все тяговое усилие расходуется только на резание грунта и перемещение бульдозера, свободная сила тяги $T = T_N - W_4 = 82,6 - 20,3 = 62,3 \text{ кН}$. Отвал бульдозера может быть опущен на глубину

$$c = \frac{42300}{3,2 \sin 90^\circ \cdot 0,14 \cdot 10^6} = 0,095 \text{ м.}$$

Средняя толщина срезаемого слоя

$$c = \frac{0,07 + 0,095}{2} = 0,082 \text{ м.}$$

8. Объем грунта в призме волочения

$$V_{np} = 0,5h \frac{h}{\operatorname{tg} \varphi_{ep}} \quad b = 0,5 \cdot 1,3 \cdot \frac{1,3}{\operatorname{tg} 40^\circ} \cdot 3,2 = 3,22 \text{ м}^3.$$

9. Длина участка набора грунта

$$\ell_1 = \frac{0,5h^2}{\operatorname{tg} \varphi_{ep}} = \frac{0,5 \cdot 1,3^2}{\operatorname{tg} 40^\circ \cdot 0,082} = 12,3 \text{ м.}$$

10. Выбираем скорости движения на участках: набора грунта $v_n = 3,7$ км/ч, транспортирования $v_T = 4,4$ км/ч, движения задним ходом $v_{з.х} = 4,96$ км/ч. Продолжительность элементов цикла $t = \ell_i / v_i$, где ℓ_i - длина участка; v_i - скорость движения машины.

Продолжительность набора грунта $t_1 = \frac{3,6 \cdot 12,3}{3,7} = 12,0 \text{ с,}$

транспортирования грунта $t_2 = \frac{3,6 \cdot 40}{4,4} = 32,7 \text{ с;}$ движение задним ходом

$t_3 = \frac{3,6 \cdot 56}{4,96} = 40,6 \text{ с;}$ дополнительное время на переключение скоростей,

разгрузку и распределение грунта $t_4 = 30 \text{ с.}$

11. Продолжительность цикла $t = \sum t_i = 12,0 + 32,7 + 40,6 + 30 = 115,3 \text{ с.}$

12. Число циклов за один час работы $n = \frac{3600}{t_{\text{ц}}} = \frac{3600}{115,3} = 31,2.$

13. Коэффициент, учитывающий потери грунта
 $\psi = 1 - 0,005L = 1 - 0,005 \cdot 40 = 0,8.$

14. Часовая производительность бульдозера по формуле (3.54)

$$П = 0,5 \frac{1,3}{\operatorname{tg} 40^\circ} 3,2 \cdot 1,3 \cdot 0,8 \times 31,2 \frac{1}{1,22} = 65,9 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Пример 3.11. Определить сменную производительность рыхлителя, подготавливающего грунт для дальнейшей его разработки бульдозером, и время работы бульдозера. Разрабатываемый грунт – глинистые сланцы. Число слоев рыхления $k_4 = 3$, число проходов по одному реzu $k_3 = 1$. Базовая машина – трактор Т-100М, число рыхлительных зубьев $z = 3$ глубина рыхления $h_p = 300$ мм. Толщина разрабатываемого слоя $H = 1$ м. Форма участка – квадрат. Дальность транспортирования грунта бульдозером L – длина стороны участка. Длина пути набора грунта бульдозером $\ell_1 = 12$ м. Размеры отвала $b = 3,97$ м, $h = 1$ м.

Решение

1. Скорость трактора $v = 2,36$ км/ч $= 0,66$ м/с. Ширина полосы рыхления $b_p \approx (2-4)h_p$, для сланцев $b_p = 4 \cdot 0,3 = 1,2$ м.

2. Производительность рыхления по формуле (3.61)

$$П = \frac{1000 \cdot 2,36 \cdot 0,3 \cdot 1,2 \cdot 3 \cdot 0,8 \cdot 0,6}{1 \cdot 3} = 407,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3. Время набора грунта бульдозером

$$t_1 = \ell_1 / v_1 = \frac{12}{0,66} = 18,2 \text{ с}.$$

4. Сменная производительность рыхлителя при коэффициенте использования машины в течение смены $k_g = 0,8$

$$П_э = 8,2 П k_g = 8,2 \cdot 407,8 \cdot 0,8 = 2675 \text{ м}^3/\text{смена}.$$

5. При толщине разрабатываемого слоя грунта $H = 1$ м площадь разрабатываемого участка $S = \frac{П_э}{H} = \frac{2675}{1} = 2675 \text{ м}^2$. Длина стороны участка $L = \sqrt{S} = \sqrt{2675} = 51,7$ м.

6. Время перемещения грунта на второй скорости трактора

$$t_2 = \frac{\ell_2}{v_2} = \frac{51,7 \cdot 3,6}{3,78} = 49,2 \text{ с}.$$

7. Время возвращения бульдозера задним ходом

$$t_3 = \frac{(\ell_1 + \ell_2)3,6}{v_2} = \frac{(12 + 51,7)3,6}{3,42} = 67,1 \text{ с}.$$

8. Дополнительные затраты времени $t_4=30$ с.

9. Продолжительность цикла $t_{\text{ц}} = \sum t_i = 18,2 + 49,2 + 67,1 + 30 = 164,5$ с.

10. Число циклов за один час работы

$$n = \frac{3600}{t_{\text{ц}}} = \frac{3600}{164,5} = 21,9.$$

11. Коэффициент, учитывающий потери грунта при транспортировании,
 $\psi = 1 - 0,005 L = 1 - 0,005 \cdot 51,7 = 0,7415$.

12. Производительность бульдозера

$$P_3 = 0,5 \frac{h^2}{\text{tg} \varphi_{\text{сп}}} b \psi n \frac{k_B}{k_p} = 0,5 \frac{1^2}{\text{tg} 40^\circ} 3,97 \cdot 0,7415 \cdot 21,9 \frac{0,8}{1,3} = 23,64 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

13. Для перемещения разрыхленного грунта потребуется

$$t = \frac{2676}{23,64} = 113,2 \text{ ч}.$$

Пример 3.12. Рассчитать оптимальный режим электроконтактной сварки труб диаметром 219×18 мм (сечение 5400 мм^2) и конструктивные параметры сварочной установки.

Решение

1. Мощность, потребляемая сварочным трансформатором по формуле (3.71)

$$N_{\text{св}} = 0,7 \cdot 5400 \cdot 10 = 37,8 \text{ кВт}.$$

2. Мощность, затраченная на привод вспомогательных агрегатов по формуле (3.73)

$$N_{\text{всп}} = 0,25 \cdot 37,8 = 9,45 \text{ кВт}.$$

3. Тогда для сварки труб диаметром 219×18 мм необходима электростанция мощностью

$$N_{эл} \frac{37,8 + 9,45}{0,95} = 49,7 \text{ кВт.}$$

4. Исходя из практического опыта, вторичное напряжение U_2 примем равным 7,05 В. Тогда максимально допустимое сопротивление сварочного трансформатора при коротком замыкании по формуле (3.74)

$$Z_{кз} = \frac{7,05^4 \cdot 0,67^2}{1^2 \cdot 54^{3/2} \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot 7,15^4} = 48 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$$

5. Скорость оплавления определим по выражению (3.75)

$$v_{ср} = \sqrt[0,83]{37,8 / (54 \cdot 14,7)} = 0,04 \text{ см/с.}$$

6. Сила сварочного тока в процессе оплавления во вторичной обмотке будет равной по формуле (3.76)

$$I_2 = 37,8 / (7,05 \cdot 0,67) = 13 \text{ кА.}$$

7. Коэффициент трансформации по выражению (3.77)

$$K_{тр} = \frac{380}{7,05} = 54.$$

8. Тогда первичный ток в процессе оплавления по формуле (3.78)

$$I_1 = 13000 / 54 = 240 \text{ А.}$$

9. Таким образом, ток короткого замыкания

$$I_{2к.з} = 240 \cdot 54 = 12960 \text{ А.}$$

10. Время оплавления определим по зависимости (3.80)

$$\tau_{опл.} = 1,8 \cdot 10^{-11} \cdot e^{3,535 \cdot 7,05} 0,04^{-(2,45 - 0,904 \cdot 7,05)} + 10 = 42 \text{ с.}$$

11. Величину оплавления определим по зависимости (3.81)

$$\ell_{опл} = 0,04 \cdot 42 = 17 \text{ мм.}$$

12. Расход электроэнергии для сварки одного стыка найдем по зависимости (3.82)

$$W^1 = 37,8 \cdot 42 / 3600 = 0,44 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

13. Расход электроэнергии на привод механизма осадки за этот период времени по формуле (3.83)

$$W^{11} = 9,45 \cdot 42 / 3600 = 0,11 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

14. Общий расход электроэнергии на один стык по формуле (3.86)

$$W = 0,44 + 0,11 = 0,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

15. Для определения осадки воспользуемся формулой (3.87)

$$\ell_{oc} = \frac{0,187}{e^{24,921 - 3,535 \cdot 7,05} \cdot 0,04^{6,88 - 0,904 \cdot 7,05}} + 0,2 = 9 \text{ мм.}$$

16. Таким образом, общее перемещение свариваемых изделий

$$\ell_{общ} = 17 + 9 = 26 \text{ мм.}$$

17. Губки сварочной машины должны быть установлены от кромок труб на расстоянии

$$\ell_{уст} = 2 \cdot 26 = 52 \text{ мм.}$$

Пример 3.13. Рассчитать напряженное состояние трубопровода при изоляционно-укладочных работах совмещенным методом.

Исходные данные: $D_n = 1,02 \text{ м}$; $D_{вн} = 0,9914 \text{ м}$; $\delta_n = 14,3 \text{ мм}$; $F = 0,045 \text{ м}^2$; $W = 8,516 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$; $I = 5,71 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$; $q_{тр} = q_m = 3890 \text{ Н/м}$; $R_2 = 270 \text{ МПа}$; $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$; $h_T = 2,02 \text{ м}$; $B = 1,53 \text{ м}$; $\varphi_{cp} = 36^\circ$; $G_{из} = 58 \text{ кН}$; $G_{оч} = 69,3 \text{ кН}$; $h_{из} = 2,4 \text{ м}$; $h_{оч} = 1,2 \text{ м}$.

Решение

1. Определим значения комплексов:

$$I \text{ комплекс} - 0,164 \frac{1,2}{2,4} = 0,082;$$

$$\Pi \text{ комплекс} = 0,164 \frac{(1,2 + 2,02)}{2,4} = 0,22.$$

2. Соответствующие им значения коэффициентов α и β определяем по диаграмме (см.рис.3.29) в двух точках пересечения:

- первый вариант $\alpha=1,44$, $\beta=1,83$;
- второй вариант $\alpha=1,64$, $\beta=2,38$.

3. Дальнейший расчет произведем по первому варианту. Расстояния ℓ_1 , ℓ_2 , ℓ_3 и ℓ_4 рассчитаем по формулам (3.119), (3.123), (3.124), (3.120).

$$\ell_1 = 2,46 \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{3,89 \cdot 10^{-3}}} = 72 \text{ м};$$

$$\ell_2 = 2,46(1,83-1,44) \cdot 29,33 = 28 \text{ м};$$

$$\ell_3 = 2,46(1,44-1,0) \cdot 29,33 = 32 \text{ м};$$

$$\ell_4 = 2,46 \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2}{3,89 \cdot 10^{-3}}} = 61 \text{ м}.$$

4. Изгибающие моменты по формуле (3.121)

$$M_x = 0,518 \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4 \cdot 3,89 \cdot 10^{-3}} = 1,73 \text{ МН} \cdot \text{м};$$

$$M_1 = -1,73 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

5. Условие прочности по формуле (3.122)

$$|M| \leq R_2 W = 270 \cdot 8,516 \cdot 10^{-3} = 2,3 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Как видно, моменты M_x и M_1 , условию прочности удовлетворяют.

6. Усилия на крюках трубоукладчиков (или групп трубоукладчиков) определим, используя зависимости (3.125), (3.126), (3.127)

$$K_1 = 3,89 \cdot (1,64 \cdot 29,33 + 28/2) + 58 = 300 \text{ кН};$$

$$K_2 = 3,89 \cdot (28 + 32)/2 + 69,3 = 186 \text{ кН};$$

$$K_3 = 3,89 \cdot (1,2 \cdot 29,33 + 32/2) = 199 \text{ кН}.$$

7. Реакции R_o и R_A по формулам (3.128), (3.129)

$$R_o = \frac{6 \cdot 2,1 \cdot 10^8 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{72^3} + \frac{3,89 \cdot 72}{4} = 116 \text{ кН};$$

$$R_A = \frac{6 \cdot 2,1 \cdot 10^8 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2}{61^3} + \frac{3,89 \cdot 61}{4} = 97 \text{ кН}.$$

8. Вылеты стрелы a_{min} и a_{max} по формулам (3.131), (3.132)

$$a_{min} = 0,3 + 1,02/2 = 0,81 \text{ м},$$

$$a_{max} = 1,53/2 + 2,02 \cdot \text{tg}36^\circ + 1,02/2 + 0,3 = 3 \text{ м}.$$

9. Используя для работы в изоляционно-укладочной колонне краны-трубоукладчики ТГ-321 с моментом устойчивости $M_{уст} = 800 \text{ кН} \cdot \text{м}$ и номинальной грузоподъемностью 320 кН (см. табл. 3.29). Допускаемое вертикальное усилие по формуле (3.130)

$$K_{дон} \leq 0,9 \frac{800}{3} = 240 \text{ кН}.$$

Сопоставив величину $K_{дон}$ со значениями K_1 , K_2 и K_3 видим, что в качестве K_1 необходимо использовать группу из двух кранов-трубоукладчиков, их общее число в колонне составит 4 единицы.

Пример 3.14. Рассчитать напряженное состояние трубопровода при изоляционно-укладочных работах раздельным методом.

Исходные данные: $D_n = 1,02 \text{ м}$; $I = 5,71 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$; $\gamma_m = 78,5 \text{ кН/м}^3$; $q_{mp} = q_m = 3,89 \text{ кН/м}$; $R_2 = 270 \text{ МПа}$; $E = 2,1 \cdot 10^8 \text{ кПа}$; $h_1 = 1,0 \text{ м}$. Число трубоукладчиков – 4; вес очистной машины $G_{оч} = 69,3 \text{ кН}$; вес изоляционной машины $G_{из} = 58 \text{ кН}$.

Решение

1. Расстояния ℓ_1 и ℓ по формулам (3.133), (3.134)

$$\ell_1 = 1,364 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^8 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0}{3,89}} = 32 \text{ м};$$

$$\ell = 32/1,784 = 18 \text{ м}.$$

2. Усилия на крюках кранов-трубоукладчиков по формулам (3.135), (3.136)

$$K_1 = 2,09 \cdot \sqrt[4]{2,1 \cdot 10^8 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0 \cdot 3,89^3} = 191 \text{ кН} ;$$

$$K_2 = 1,364 \cdot \sqrt[4]{2,1 \cdot 10^8 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0 \cdot 3,89^3} = 125 \text{ кН} .$$

3. Изгибающие напряжения по формулам (3.137), (3.138)

$$\sigma_1 = 0,657 \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,0 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3}} = 84,4 \text{ МПа};$$

$$\sigma_x = 0,742 \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,0 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3}} = 95,3 \text{ МПа}.$$

Оба значения напряжений удовлетворяют условию прочности $84,4 < 270$.

4. Суммарные усилия на крюках второго и четвертого по ходу движения трубоукладчиков по формуле (3.141)

$$K_2^c = 125 + 69,3 = 194,3 \text{ кН};$$

$$K_1^c = 191 + 58 = 249 \text{ кН}.$$

5. Минимальный вылет стрелы по формуле (3.131) $a_{min} = 0,3 + 1,02/2 = 0,8$ м, в изоляционной колонне вылет $a = 1,5$ м.

Используем для работы в изоляционной колонне краны-трубоукладчики ТГ-221 с моментом устойчивости 500 кН·м (см.табл. 3.29).

$$K_{don} \leq 0,9 \cdot \frac{500}{1,5} = 300 \text{ кН}.$$

Сопоставив эту величину со значениями K_2^c и K_1^c , можно сделать вывод о допустимости использования трубоукладчиков ТГ-221 в рассматриваемом случае при укладке трубопровода отдельным методом.

Пример 3.15. Рассчитать напряженное состояние при укладке трубопровода диаметром 1420 мм с заводской изоляцией.

Исходные данные следующие: $D_n = 1,42$ м; $\delta = 0,0195$ м = 19,5 мм; $q = 6,78$ кН/м; $EI = 4,6 \cdot 10^6$ кН·м²; $I = 2,19 \cdot 10^{-2}$ м⁴; $W = 3,08 \cdot 10^{-2}$ м³.

Проектную глубину траншеи, как среднюю статистическую величину для участка, где выполняется укладка трубопровода, принимаем равной $h_T = 2,8$ м. Высота подъема трубопровода в точке 1 определяется из условий

«вписываемости» габаритов троллейной подвески в поперечный профиль траншеи и принимается равной $h_1 = 2,75$ м (рис.3.31). Технологический зазор $c = 0,3$ м, высота лежек $b = 0,2$ м, диаметр авиашин троллейной подвески $d = 0,7$ м. Высота подъема трубопровода h_3 ($h_3 = c + d$) равна 1 м (рис.3.32).

Решение

По формулам (3.142) находим $S = 0,048 \approx 0,05$; $P = 0,226 \approx 0,225$. Далее по диаграмме (см.рис.3.33) определяем координаты точек пересечения сплошной кривой 0,05 с пунктирной 0,225; $\lambda = 0,36$; $\eta = 0,30$ и $\lambda = 0,23$; $\eta = 0,52$. Расчет выполняется по двум вариантам. Однако в обоих случаях $\ell = 91$ м. Результаты дальнейших расчетов по формулам (3.144), (3.145) и (3.147) сведены в табл.3.34.

Изгибающие моменты (см.формулу (3.148) в обоих случаях одинаковы ($M_1 = 4820$ кН·м), а напряжения изгиба из формулы (3.149) равны $\sigma_1 = 156$ МПа. Для выбора из двух вариантов наиболее предпочтительно обратимся к анализу полученных нагрузок K_1 , K_2 и K_3 . Заметим, что суммарная нагрузка $\sum K_i$ на все трубоукладчики в колонне в первом варианте составляет 1075 кН, а во втором – 1129 кН. По этому показателю можно было бы отдать предпочтение первому варианту – нагрузка на 5% меньше. Если же проанализировать условия работы каждой группы трубоукладчиков в отдельности, то потребуется сопоставить нагрузки, которые испытывают трубоукладчики задней группы K_1 . Действительно, они работают с наибольшим вылетом крюка, и здесь наиболее вероятно опрокидывание. Сопоставив результаты расчета нагрузки K_1 по первому (469 кН) и по второму (429 кН) вариантам, заметим, что второй вариант предпочтительнее, так как нагрузка меньше на 8,5%.

Таблица 3.34

Расчетные параметры схем укладки изолированного трубопровода

Варианты	Параметры								
	λ	η	$L_1, \text{м}$	$L_2, \text{м}$	$K_1, \text{кН}$	$K_2, \text{кН}$	$K_3, \text{кН}$	$h_2, \text{м}$	$\ell_4, \text{м}$
I	0,36	0,30	33	27	469	202	404	3,70	73
II	0,23	0,52	21	47	429	229	471	3,45	73

Для определения числа трубоукладчиков в каждой группе необходимо дополнительно задать тип самих трубоукладчиков, в частности момент их устойчивости против опрокидывания. Примем, что для укладки используются отечественные трубоукладчики ТГ502, для которых $M_{уст} = 1226$ кН·м [141]. Кроме того, следует задать расчетные значения вылетов крюков $a_{расч}$ (по уровню 70%-ой обеспеченности) в каждой группе трубоукладчиков при их работе с изолированными трубами (по результатам статистического анализа,

выполненного для условий строительства магистрального газопровода Уренгой – Помары - Ужгород):

Группа	задняя	средняя	головная
$a_{расч}, м$	4	3,5	2,5

Исходя из этих данных, можно с помощью условия (3.146) установить, что в задней группе необходимо иметь два трубоукладчика:

$$n_1 = \frac{K_1 a_{расч} k}{M_{уст}} = \frac{429 \cdot 4 \cdot 1,4}{1226} = 1,95 \approx 2.$$

В средней части колонны (в точке 2) по расчету должен быть один трубоукладчик:

$$n_2 = \frac{K_2 a_{расч} k}{M_{уст}} = \frac{229 \cdot 3,5 \cdot 1,4}{1226} = 0,92 \approx 1.$$

Для головной группы число трубоукладчиков

$$n_3 = \frac{K_3 a_{расч} k}{M_{уст}} = \frac{471 \cdot 2,5 \cdot 1,4}{1226} = 1,34,$$

т.е. в этой группе необходимо, как и в задней группе, иметь два трубоукладчика. Определенный запас устойчивости в головной группе способствует более эффективному прохождению колонной криволинейных участков трассы (выполненных упругим изгибом трубопровода), а также стабильной работе колонны на пересеченной местности. Технологическая схема, составленная на основании выполненных расчетов, изображена на рис.3.47. Указанные на ней расстояния приведены с учетом допустимых отклонений (в м).

При использовании других трубоукладчиков с аналогичными техническими характеристиками основные параметры схемы сохраняются. При укладке трубопровода на участках трассы со слабонесущими грунтами, где вылет крюков трубоукладчиков должен быть увеличен по сравнению с расчетным, в задней группе следует устанавливать не два (как показано на схеме), а три трубоукладчика. На участках трассы, где толщина стенки труб меньше принятой в расчетах (19,5 мм), нагрузки на трубоукладчики снижаются пропорционально уменьшению толщины стенки. Напряжения изгиба в трубопроводе при этом остаются на прежнем уровне. Приведенная на рис.3.47 схема укладки трубопровода из изолированных труб была широко использована на различных участках строительства линейной части газопровода Уренгой – Помары - Ужгород, Уренгой-Центр (1н и Пн).

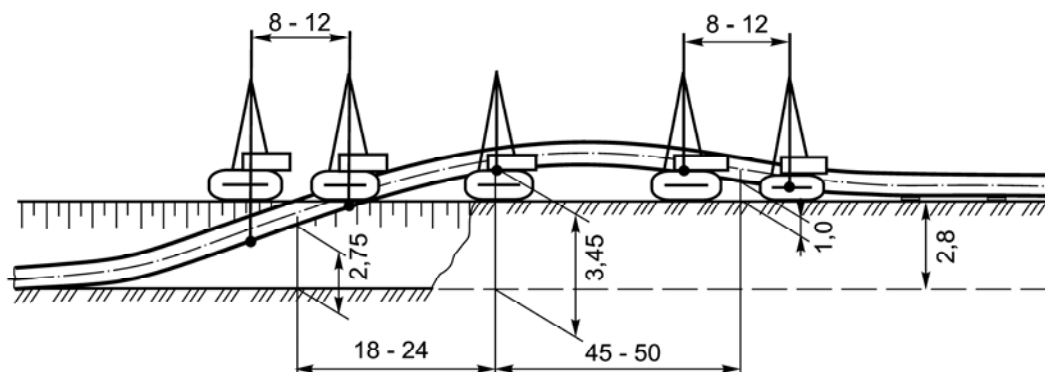


Рис. 3.47. Технологическая схема укладки трубопровода из изолированных труб диаметром 1420 мм (размеры в м)

Пример 3.16. Определить время заполнения водой участка трубопровода условным диаметром $D_y = 1000$ мм, протяженность участка $\ell = 15$ км, для заполнения участка водой используют один агрегат АН-1001 производительностью $Q = 1000$ м³/ч.

Решение

На оси абсцисс правой части номограммы (см.рис.3.35) находим точку, соответствующую $\ell=15$ км и от нее проводим вертикальную линию до пересечения с наклонной линией, обозначающей $D_y = 1000$ мм. Из точки пересечения этих линий проводим горизонтальную линию в левую часть номограммы до пересечения с наклонной линией, обозначающей производительность $Q = 1000$ м³/ч. Из полученной точки опускаем перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время заполнения $\tau = 15$ ч.

Пример 3.17. Определить время заполнения воздухом участка трубопровода $D_y = 1200$ мм, протяженность участка $\ell = 25$ км, для заполнения до давления $p = 0,6$ МПа используют компрессорную установку ДК-9 производительностью 600 м³/ч.

Решение

Выполнив действие согласно ключу номограммы, аналогичное приведенному в примере 3.16, найдем, что время заполнения участка трубопровода вместимостью 29000 м³ до избыточного давления 0,1 МПа составит $\tau_n = 40$ ч.

$$\text{По формуле (3.152)} \quad \tau_{n,p} = 10 \cdot 0,6 \cdot 40 = 240 \text{ ч.}$$

Пример 3.18. Рассчитать параметры продувки трубопровода $D_y = 1200$ мм, ($D_n=1220$ мм, $D_{вн}=1190$ мм) не очищенного протягиванием очистных устройств. Трубопровод проложен в песке с $\rho_{сп} = 1800$ кг/м³; $f = 0,5$; $\eta = 0,43$; $c_{сп} = 0,002$ МПа.

Принимаем $P = 0,5$ кг/м, коэффициент, зависящий от вида загрязнений $k_1=4,5$.

Решение

1. Объем загрязнений по формуле (3.154)

$$V = \frac{0,5}{1800} = 2,778 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}.$$

2. Предельная длина участка, продуваемого в режиме механического перемещения загрязнений непосредственно перед поршнем, по формуле (3.153)

$$L_{max} = \frac{4,5 \cdot 1,2}{2,778 \cdot 10^{-4}} = 20000 \text{ м}.$$

3. Распределение сопротивлений по длине участка трубопровода при его очистке при $x = 5000$ м находим по формуле (3.155)

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{1}{10^4} \left(\frac{1,2 \cdot 1800}{4 \cdot 0,43} - \frac{10^4 \cdot 0,002}{0,43 \cdot 0,5} \right) \times \\ &\times \left(\exp \frac{5,09 \cdot 0,43 \cdot 0,5 \cdot 2,778 \cdot 10^{-4} \cdot 5000}{1,2^3} - 1 \right) = 0,15 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Данные для остальных значений x приведены ниже:

x , м	0	5000	10000	15000	20000
σ , МПа	0	0,15	0,51	1,34	3,25

4. Сопротивление по длине участка находим по формуле (3.155)

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{1}{10^4} \left(\frac{1,2 \cdot 1800}{4 \cdot 0,43} - \frac{10^4 \cdot 0,002}{0,43 \cdot 0,5} \right) \times \\ &\times \left(\exp \frac{5,09 \cdot 0,43 \cdot 0,5 \cdot 2,778 \cdot 10^{-4} \cdot 20000}{1,2^3} - 1 \right) = 3,25 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

5. Сопротивление воздушному потоку по формуле (3.161)

$$\sigma_1 = \frac{1}{10^4} \left(\frac{1,2 \cdot 1800}{4 \cdot 0,43} - \frac{10^4 \cdot 0,002}{0,43 \cdot 0,5} \right) \times \\ \times \left(\frac{5,09 \cdot 0,43 \cdot 0,5 \cdot 2,778 \cdot 10^{-4} \cdot 200000}{1,2^3} + 1 \right) \times \\ \times \left(\exp \frac{5,09 \cdot 0,43 \cdot 0,5 \cdot 2,778 \cdot 10^{-4} \cdot 200000}{1,2^3} - 1 \right) = 14,12 \text{ МПа.}$$

6. По формулам (3.159) и (3.160) соответственно находим:

$$A_1 = 0,07 + 3,25 + 0,1 = 3,42 \text{ МПа;} \\ A_2 = 0,07 + 14,12 + 0,1 = 14,29 \text{ МПа.}$$

7. Начальное давление в ресивере определяем по формуле (3.156)

$$p_p = (2+1) \cdot 3,42 = 10,26 \text{ МПа.}$$

8. Площадь внутренней полости трубопровода по формуле (3.158)

$$S = \frac{\pi}{4} \cdot 1,19^2 = 1,112 \text{ м}^2.$$

9. Для воздуха при $T=293^\circ\text{C}$ по формуле (3.162) находим

$$\kappa_3 = 0,69 \sqrt{287,04 \cdot 293 \cdot 0,6} = 155.$$

10. Площадь проходного сечения крана обводной линии можно вычислить по формуле (3.157), приняв скорость движения поршня $v = 8,5 \text{ м/с}$;

$$S_\kappa = \frac{1,112 \cdot 8,5}{155 \cdot \left(\frac{10,26}{14,29} - 1 \frac{3,42}{14,29} \right)} = 0,013 \text{ м}^2.$$

11. Диаметр обводной линии и условный диаметр арматуры найдем по формуле (3.164), приняв коэффициент $c_1=0,6$:

$$d_y = 1,13 \sqrt{\frac{0,013}{0,6}} = 0,166 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем диаметр $d_n=219$ мм.

Пример 3.19. Определить время подъема давления до испытательного в данном участке магистрального трубопровода, диаметром $D_n=1420$ мм.

Исходные данные. Протяженность испытываемого участка $L=20$ км; внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}=1,387$ м; испытательное давление $p_{исп}=8,25$ МПа; начальное давление $p_o=1$ МПа; производительность одного опрессовочного агрегата $Q_1=30$ м³/ч; число опрессовочных агрегатов $n=3$; модуль Юнга $E=206$ ГПа; коэффициент Пуассона $\nu=0,3$; толщина стенки трубы $\delta=16,5$ мм; часть испытываемого трубопровода, занятая воздухом $K_o=0,05$; температура испытательной среды $T_o=288$ К; критическая температура воздуха $T_{кр}=132,3$ К; критическое давление воздуха $p_{кр}=3,77$ МПа.

Решение

1. По формуле (3.166) коэффициент сжимаемости воздуха

$$Z_o = 1 + 0,07 \frac{1 \cdot 10^6 \cdot 132,3}{288 \cdot 3,77 \cdot 10^6} \left[1 - 6 \left(\frac{132,3}{288} \right)^2 \right] = 0,998.$$

2. По формуле (3.165) время повышения давления до испытательного при наличии в трубопроводе воздушной пробки

$$\Delta\tau = \frac{\pi \cdot 1,387^2 \cdot 20000}{4(30 \cdot 3)} (8,25 \cdot 10^6 - 1 \cdot 10^6) \times \\ \times \left[\frac{(1 - 0,3^2) \cdot 1,387}{206 \cdot 10^9 \cdot 0,0165} + \frac{0,05}{8,25 \cdot 10^6 \cdot 0,998} \right] = 15,7 \text{ ч.}$$

Таким образом, получаем время повышения давления до испытательного внутри данного участка магистрального трубопровода.

Пример 3.20. Определить изменение давления во время испытаний в трубопроводе, вызванное падением температуры.

Исходные данные: трубопровод $D_n=1066$ мм, $\delta_n=10,8$ мм; $L=12$ км; $V_{г1}=0$; $p_2=8,81$ МПа; $T_1=288$ °К; $\Delta t=4$ К; $D_{вн}=1,0444$ м.

Решение

1. Объем воды в испытуемом трубопроводе в начале испытания по формуле (3.203)

$$V_{\text{в1}} = \frac{\pi \cdot 1,0444^2}{4} \cdot 12000 = 10275 \text{ м}^3.$$

2. Изменение давления по формуле (3.202)

$$\Delta p = \frac{102752,1 \cdot 10^{-4} + \frac{0}{288} - \frac{\pi \cdot 1,0444^2 \cdot 12000 \cdot 1,25 \cdot 10^{-5} (1 + 0,1)}{2}}{10275 \cdot 46563 \cdot 10^{-14} + \frac{0}{8,81 \cdot 10^5} + \frac{\pi \cdot 1,0444^2 \cdot 12000}{4} \left[\frac{(1 - 0,1^2) \cdot 1,0444}{0,0108 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}} \right]} \cdot 4 =$$
$$= 0,77 \text{ МПа}.$$

Пример 3.21. Построить график изменения давления при гидравлическом испытании участка нефтепровода диаметром $D_y = 1000$ мм, протяженностью $\ell = 80$ км с пропуском поршня-разделителя, рабочее давление $p = 6,4$ МПа.

Решение

1. Возможные максимальные потери давления при заполнении участка трубопровода:

- на преодоление максимального перепада высот по трассе – 160 м;
- на перемещение поршня – 15 м;
- на преодоление сил трения и перемещение загрязнений (по табл.3.36 при $D_y = 1000$ мм; $Q = 2000$ м³/ч и $L = 80$ км – $0,3315 \cdot 80 = 27$ м.

Суммарный потребный напор $H = 160 + 15 + 27 = 202$ м.

Выбираем оборудование – 4 параллельно включенных наполнительных агрегата ДН-501, каждый из которых имеет производительность 540 м³/ч и развивает напор 240 м.

2. Продолжительность процесса промывки с пропуском поршней-разделителей по формуле (3.168) при $K_1 = 0,75$ и $K_2 = 1,15$

$$\tau_{\text{прм}} = 33 \frac{1,00^2 \cdot 80 \cdot 1,15}{540 \cdot 4 \cdot 0,75} = 1,874 \text{ сут} = 45 \text{ ч}.$$

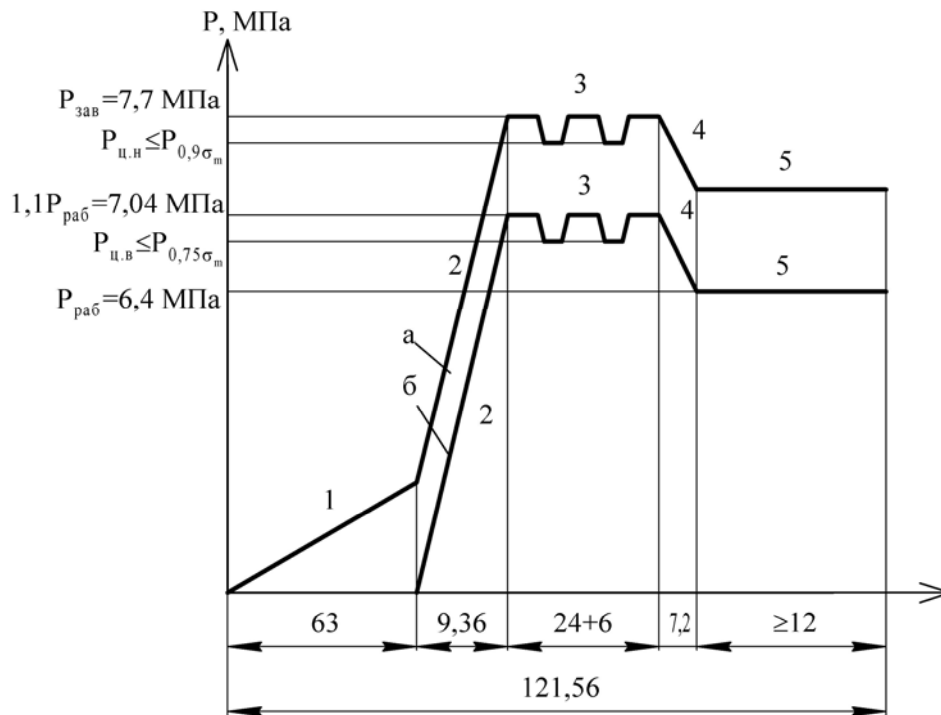


Рис.3.48. График изменения давления в трубопроводе при гидравлическом испытании:

1 – заполнение трубопровода водой; 2 – подъем давления до $P_{исп}$ (а-в нижней точке трубопровода $P_{исп}=P_{зав}$; б-в верхней точке трубопровода $P_{исп}$ не менее $1,1P_{раб}$); 3 – циклическое испытание на прочность (время выдержки до первого цикла снижения давления не менее 6 ч, между циклами – 3 ч [123]); 4 – снижение давления до $P_{герм}=P_{раб}$; 5 – проверка на герметичность

3. Продолжительность подъема давления в трубопроводе

наполнительными агрегатами $\tau_{нд.нап} = \left(0,4 - 0,5 \right) \tau_{нрм}$, принимаем

$$\tau_{нд.нап.} = 0,4 \tau_{нрм} = 0,4 \cdot 45,0 = 18,0 \text{ ч.}$$

4. Величина испытательного давления:

- в верхней точке $p_{исп} = 1,1 p_{раб} = 1,1 \cdot 6,4 = 7,04 \text{ МПа}$;
- в нижней точке $p_{исп} = p_{зав} = 7,7 \text{ МПа}$.

Для опрессовки используем агрегат ЦА-320 м с подачей $(18,4-82,2) \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором 182/40 м.

5. Продолжительность подъема давления опрессовочным агрегатом

$$\tau_{нд.о} = (0,2 - 0,5) \tau_{нрм}, \text{ принимаем } \tau_{нд.о} = 0,2 \tau_{нрм} = 0,2 \cdot 46,8 = 9,36 \text{ ч.}$$

6. Продолжительность снижения давления с испытательного до рабочего

$$\tau_{сд.вз} = (1 - 0,3) \text{ сут, принимаем } \tau_{сд.вз} = 0,3 \text{ сут} = 7,2 \text{ ч.}$$

7. Суммарная продолжительность процесса гидравлического испытания

$$\tau_{гидр.} = \tau_{нрм} + \tau_{нр.нап.} + \tau_{нд.о} + \tau_{и.пч} + \tau_{сд.вз} + \tau_{и.гер} = 45,0 + 18,0 + 9,36 + 24,0 + 6 + 7,2 + 12,0 = 121,56 \text{ ч} = 5,06 \text{ сут.}$$

На рис. 3.48 приведен график изменения давления в трубопроводе при циклическом гидравлическом испытании для рассмотренного примера.

Пример 3.22. Определить число циклов безаварийной работы нефтепровода после гидравлических испытаний трубопровода из низколегированной стали диаметром 1020 мм с толщиной стенки 10 мм, рабочим давлением $p_{\text{раб}} = 55 \text{ кгс/см}^2$ (5,5 МПа), пределом текучести стали $\sigma_m = 40 \text{ кгс/мм}^2$ (400 МПа).

Решение

1. Расчетное значение напряжения по формуле (3.183) $R = 0,95 \cdot 40 = 38 \text{ кгс/мм}^2 = 380 \text{ МПа}$.

2. Давление при гидравлическом испытании по формуле (3.182)

$$p_{\text{исп}} = \frac{2 \cdot 38 \cdot 10}{1020 - 2 \cdot 10} = 0,76 \text{ кгс/мм}^2 = 76 \text{ кгс/см}^2 = 7,6 \text{ МПа}.$$

3. Запас прочности по формуле (3.181) $n_u = 76/55 = 1,38$.

4. По СНиП 2.05.06-85* для участков III, IV категории принимаем $k_1 = 1,55$; $k_n = 1$; $m = 0,9$, тогда $n_g = 1,55/0,9 = 1,7$.

5. Число циклов до первого отказа по формуле (3.164)

$$N = 0,2 \cdot 225 \left[0,91 \frac{1,7 - 1}{1,7 - 1,38} \right]^{1/0,215} = 1105.$$

По достижении числа циклов нагружения $N = 1105$ (для данного примера) необходимо проводить следующее испытание.

Пример 3.23. Определить оптимальные параметры катодной защиты магистрального трубопровода диаметром 820 мм, длиной 1200 км, имеющего толщину стенки, равную 9 мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют следующие значения удельного электросопротивления грунта:

Доля длины трубопровода, ℓ/L	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,3
Удельное электросопротивление, Ом·м	170	180	70	40	20	10

Дренажная линия – воздушная с подвеской алюминиевого провода на деревянных столбах с железобетонными приставками. Начальное переходное сопротивление «трубопровод – грунт» равно $9000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$. Средняя стоимость электроэнергии – 0,02 руб/кВт·ч (цены 1980г.), показатель скорости старения

покрытия – 0,125 1/год. Анодное заземление выполнено из электродов длиной 1,4 м, диаметром 0,03 м, массой 10 кг, устанавливаемых непосредственно в грунт. Стоимость одного электрода – 20 руб, электрохимический эквивалент материала электродов – 0,2 кг/(А·год).

Решение

1. Среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода по формуле (3.204)

$$\rho_{г.ср} = 170 \cdot 0,1 + 180 \cdot 0,1 + 70 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,1 + 20 \cdot 0,2 + 10 \cdot 0,3 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2. Продольное сопротивление единицы длины трубопровода по формуле (3.209)

$$R = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{\pi \cdot 0,009(0,82 - 0,009)} = 10,68 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

3. Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ по формуле (3.210)

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{9000}{\pi \cdot 0,82} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 1066,0 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

4. То же в среднем за нормативный срок службы СКЗ по формуле (3.211)

$$R_{из.ср} = \frac{9000}{\pi \cdot 0,82 \cdot 0,125 \cdot 9,5} (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2045,8 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

5. Среднее значение входного сопротивления трубопровода за нормативный срок эксплуатации катодных установок по формуле (3.214)

$$Z_{ср} = 0,5 \sqrt{10,68 \cdot 10^{-6} \cdot 2045,8} = 73,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

6. То же к концу нормативного срока эксплуатации по формуле (3.213)

$$Z_{к} = 0,5 \sqrt{10,68 \cdot 10^{-6} \cdot 1066,0} = 53,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

7. Постоянная распределения токов и потенциалов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок по формуле (3.208)

$$\alpha = \sqrt{\frac{10,68 \cdot 10^{-6}}{1066,0}} = 1 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}} .$$

8. Задаем удаление анодного заземления от трубопровода $U=350$ м и определяем параметр Θ по формуле (3.206)

$$\Theta = \frac{60}{2 \cdot \pi \cdot 53,3 \cdot 10^{-3} \cdot 350} = 0,512 .$$

9. Коэффициент взаимного влияния СКЗ по формуле (3.212)

$$K_g = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{0,3}{0,55}\right)^2 \cdot (1 + 0,512)}} = 0,574 .$$

10. Протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ к концу нормативного срока эксплуатации по формуле (3.205)

$$\ell_{\text{скз}} = \frac{2}{1 \cdot 10^{-4}} \ln \left[\frac{0,55}{0,574 \cdot 0,3(1 + 0,512)} \right] = 14957 \text{ м} .$$

11. Среднее значение силы тока нагрузки СКЗ по формуле (3.215)

$$I_{\partial p} = \frac{0,55}{73,9 \cdot 10^{-3} \cdot [1 + 2 \exp(1 \cdot 10^{-4} \cdot 14957) + 0,512]} = 3,80 \text{ А} .$$

12. Примем, что глубина заложения середины электродов анодного заземления h равна 2,2 м, а расстояние между ними равно 7 м.

Тогда сопротивление растеканию с одиночного вертикального электрода по формуле (3.225)

$$R_{1\epsilon} = \frac{0,16 \cdot 60}{1,4} \left(\ln \frac{2 \cdot 1,4}{0,03} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 1,4}{4 \cdot 2,2 - 1,4} \right) = 32,2 \text{ Ом} .$$

13. Примем число электродов анодного заземления $n=5$ и по формулам (3.229) вычислим коэффициенты A_i и B_i / Расчет коэффициентов представим таблицей:

i	1	2	3	4
A_i	0,63	0,31	0,21	0,16
B_i	0,1	0,06	0,033	0,025

14. Сопротивление растеканию с центрального электрода заземления по формуле (3.227)

$$R_y = 32,2 + \frac{60}{\pi \cdot 1,4} \left\{ \ln \left[\left(0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \sqrt{\frac{0,63 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,05 + \sqrt{1 + 0,05^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,31 + 0,05 + \sqrt{1 + (0,31 + 0,05)^2}}{0,31 - 0,05 + \sqrt{1 + (0,31 - 0,05)^2}}} \right] \right\} = 36 \text{ Ом} .$$

15. Сопротивление растеканию с крайнего электрода анодного заземления по формуле (3.227)

$$R_k = 32,2 + \frac{60}{2 \cdot \pi \cdot 1,4} \left\{ \ln \left[\left(0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \sqrt{\frac{0,63 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,033 + \sqrt{1 + 0,033^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,21 + 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 + 0,033)^2}}{0,21 - 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 - 0,033)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,025 + \sqrt{1 + 0,025^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,16 + 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 + 0,025)^2}}{0,16 - 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 - 0,025)^2}}} \right] \right\} = 34,9 \text{ Ом} .$$

16. Коэффициент экранирования электродов анодного заземления по формуле (3.226)

$$\eta_3 = \frac{2 \cdot 32,2}{36 + 34,9} = 0,91.$$

17. Оптимальное число электродов анодного заземления по формуле (3.232)

$$n'_3 = 4,13 \cdot \sqrt{\frac{8,76 \cdot 32,2 \cdot 0,02}{20 \cdot 0,95 \cdot 0,7 \cdot 0,91 \cdot (0,15 + 0,148)}} = 5,16 ,$$

т.е. принятое и расчетное число электродов совпадают.

18. Сопротивление растеканию тока с анодного заземления по формуле (3.219)

$$R_a = \frac{32,2}{5 \cdot 0,91} = 7,08 \text{ Ом} .$$

19. Оптимальное сечение дренажного провода по формуле (3.233)

$$S_{np} = 2,95 \cdot 3,8 \cdot \sqrt{\frac{0,029 \cdot 0,02}{0,01 \cdot 0,7(0,15 + 0,148)}} = 5,91 \text{ мм}^2 .$$

По табл.3.52 выбираем большее сечение серийно выпускаемых проводов, которое равно $S_{np}=16 \text{ мм}^2$ (провод А-16).

20. Сопротивление дренажной линии по формуле (3.218)

$$R_{np} = 0,029 \frac{350}{9,6} = 1,06 \text{ Ом} .$$

21. Среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ по формуле (3.217)

$$\Delta E_{cp} = (0,55 - 0,3) + 3,8(1,06 + 7,08) = 31,2 \text{ В} .$$

22. Средняя величина мощности, потребляемой СКЗ по формуле (3.216)

$$P_{скз} = 3,8 \cdot 31,2 = 118,6 \text{ Вт} .$$

23. В соответствии с найденными значениями $I_{др.ср}$, ΔE_{cp} и $P_{скз}$ по табл. 3.50 выбираем тип катодной станции – КСТ (КСК)-500 с параметрами: мощность -0,5 кВт; напряжение на контактах – 10, 50 В; ток – 10 А; стоимость – 122 руб.

24. Выполняем расчет экономических показателей катодной защиты при принятом удалении анодного заземления от трубопровода:

-стоимость одного заземления по формуле (3.236)

$$K_a = 20 \cdot 5 = 100 \text{ руб.}$$

-стоимость опор воздушной линии по формуле (3.237)

$$K_{on} = 2 \cdot 85 + 25 \left(\frac{350}{50} - 1 \right) = 320 \text{ руб.}$$

-стоимость провода воздушной линии по формуле (3.238)

$$K_{np} = (0,01 \cdot 9,6 + 1,3) \cdot 350 = 488,6 \text{ руб.}$$

-капитальные затраты на одну СКЗ по формуле (3.239)

$$K_3 = 100 + 320 + 488,6 + 122 = 1030,6 \text{ руб.}$$

-стоимость электроэнергии, потребляемой одной СКЗ

$$\mathcal{E}_л = 0,02 \cdot \frac{118,6}{1000} \cdot 8760 = 20,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

-удельные приведенные затраты на катодную защиту

$$\frac{\Pi}{\ell_{скз}} = \frac{20,8 + 1030,6 \cdot (0,15 + 0,148)}{14,957} = 21,9 \frac{\text{руб}}{\text{км}}.$$

25. Задавая другие значения удаления анодного заземления от трубопровода, аналогично вычисляем удельные приведенные затраты на катодную защиту и для них. Результаты расчетов представим таблицей.

**Результаты расчетов по определению оптимального удаления
анодного заземления от трубопровода**

Показатели	Их размерность	Величина показателей при удалении, м					
		200	250	300	350	400	450
K_a	-	0,592	0,587	0,580	0,574	0,568	0,566
$\ell_{скз}$	м	9150	11050	13106	14957	17201	19806
$I_{др}$	А	3,05	3,43	3,71	3,80	4,39	4,85
$\Delta E_{ср}$	В	26,8	28,6	29,5	31,2	33,4	37,5
$P_{скз}$	Вт	85,3	89,7	104,3	118,6	126,3	154,9
$K_{он}$	руб	245	270	295	320	345	370
$K_{пр}$	руб	279,0	349,0	418,8	488,6	558,4	632,1
K_3	руб	994,2	1080,0	1213,8	1030,6	1413,4	1832,1
$\mathcal{E}_л$	руб/год	15,0	17,7	18,3	20,8	22,1	27,1
$\Pi/\ell_{скз}$	руб/(год·км)	34,0	30,5	29,0	21,9	25,8	28,9

26. По результатам расчета строим график в координатах « $\Pi/\ell_{скз}$ - U » (рис.3.49). Откуда видно, что оптимальным удалением анодного заземления является $U=350$ м.

27. Для варианта, когда удельные приведенные затраты на катодную защиту минимальны, т.е. $U=350$ м, определяем необходимое число СКЗ для защиты всего трубопровода по формуле (3.207)

$$N_{скз} = \frac{1200 \cdot 10^3}{14957} \cong 80 .$$

28. Срок службы анодного заземления, установленного в грунт, по формуле (3.230)

$$\tau_a = \frac{10 \cdot 0,95 \cdot 5}{3,80 \cdot 0,2} = 62,5 \text{ лет.}$$

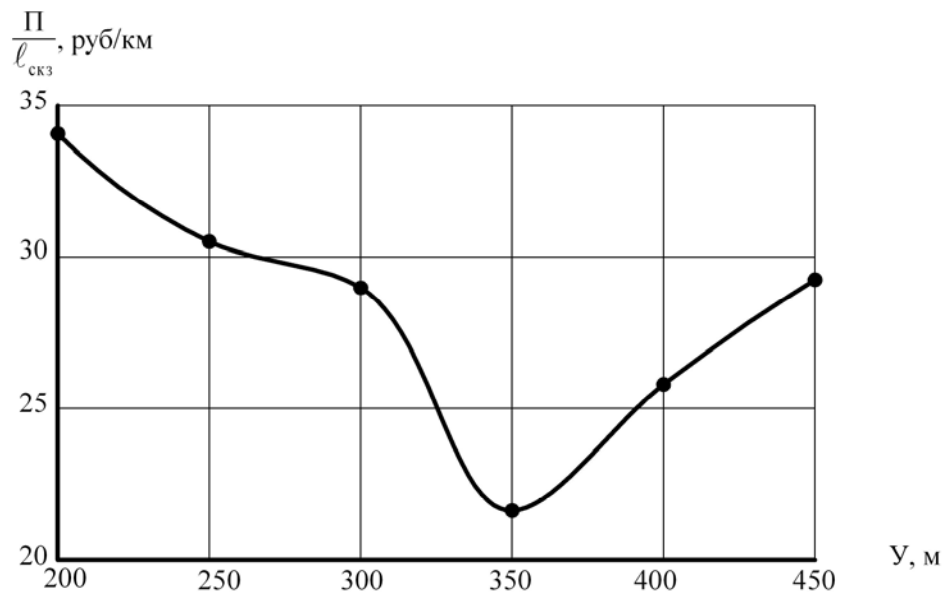


Рис.3.49. Зависимость удельных приведенных затрат $\Pi/\ell_{скз}$ от удаления анодного заземления от трубопровода Y

Поскольку срок службы анодного заземления превышает 10 лет, то, следовательно, катодная защита трубопровода обеспечена. В противном случае необходимо было бы увеличить число электродов анодного заземления.

Пример 3.24. Рассчитать входное сопротивление и постоянную распределения токов потенциалов вдоль системы параллельно уложенных трубопроводов, имеющих одинаковое состояние изоляционного покрытия ($R_n=1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$) и следующие диаметр и толщину стенки.

1-й трубопровод: $D_1 = 1020 \text{ мм}$; $\delta_1 = 10 \text{ мм}$;

2-й трубопровод: $D_2 = 720 \text{ мм}$; $\delta_2 = 9 \text{ мм}$;

3-й трубопровод: $D_3 = 530 \text{ мм}$; $\delta_3 = 8 \text{ мм}$.

Трубопроводы уложены в грунт со средним удельным электросопротивлением $\rho_{г.ср} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ на расстоянии $B = 10 \text{ м}$ друг от друга.

Решение

1. По формуле (3.209) находим продольное сопротивление единицы длины трубопроводов

$$R_{T1} = \frac{0,245}{\pi \cdot 10(1020 - 10)} = 7,73 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Аналогично находим

$$R_{T2} = 12,2 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}; R_{T3} = 18,7 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

2. Эквивалентное продольное сопротивление 1-го и 2-го трубопроводов по формуле (3.243)

$$R_{T\text{э}1-2} = \frac{7,73 \cdot 10^{-6} \cdot 12,2 \cdot 10^{-6}}{7,73 \cdot 10^{-6} + 12,2 \cdot 10^{-6}} = 4,73 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

3. Эквивалентное продольное сопротивление всех трех трубопроводов

$$R_{T\text{э}1-2-3} = \frac{4,73 \cdot 10^{-6} \cdot 18,7 \cdot 10^{-6}}{4,73 \cdot 10^{-6} + 18,7 \cdot 10^{-6}} = 3,78 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

4. Сопротивление единицы длины изоляции для каждого трубопровода

$$R_{uz1} = \frac{R_n}{\pi \cdot D_n} = \frac{1000}{\pi \cdot 1,02} = 312,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Аналогично находим $R_{uz2} = 442,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $R_{uz3} = 602,0 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

5. Постоянная распределения токов потенциалов для каждого трубопровода по формуле (3.208)

$$\alpha_1 = \sqrt{\frac{9,63 \cdot 10^{-6}}{313}} = 1,75 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}.$$

Аналогично находим $\alpha_2 = 1,98 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}$; $\alpha_3 = 2,45 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}$.

6. Взаимное сопротивление между 1-м и 2-м трубопроводами по формуле (3.246)

$$R_{\text{вз}} = \frac{20}{\pi} \ln \frac{1}{10 \sqrt{1,57 \cdot 10^{-4} \cdot 1,98 \cdot 10^{-4}}} = 51,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

7. Эквивалентное сопротивление изоляционного покрытия на единице длины 1-го и 2-го трубопроводов по формуле (3.244)

$$R_{uz1-2} = \frac{312,2 \cdot 442,3 - 51,4^2}{312,2 + 442,3 - 2 \cdot 51,4} = 207,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

8. Постоянная распределения токов и потенциалов трубопровода, эквивалентного 1-му и 2-му трубопровода, по формуле (3.245)

$$\alpha_{\mathfrak{A}_{1-2}} = \sqrt{\frac{4,73 \cdot 10^{-6}}{207,8}} = 1,51 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}} .$$

9. Взаимное сопротивление между эквивалентным трубопроводом (заменяющим 1-й и 2-й) и третьим трубопроводом

$$R_{e_{1-2-3}} = \frac{20}{\pi} \ln \frac{1}{10 \sqrt{1,51 \cdot 10^{-4} \cdot 2,45 \cdot 10^{-4}}} = 39,8 \text{ Ом} \cdot \text{м} .$$

10. Эквивалентное сопротивление изоляционных покрытий на единице длины всех трех трубопроводов

$$R_{u_{1-2-3}} = \frac{207,8 \cdot 602 - 39,8^2}{207,8 + 602 - 2 \cdot 39,8} = 169,2 \text{ Ом} \cdot \text{м} .$$

11. Постоянная распределения токов и потенциалов (общая для системы трубопроводов) по формуле (3.208)

$$\alpha_{\mathfrak{A}_{1-2-3}} \sqrt{\frac{3,78 \cdot 10^{-6}}{169,2}} = 1,50 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}} .$$

12. Входное сопротивление системы нефтепроводов по формуле (3.213)

$$Z_{\mathfrak{A}_{1-2-3}} = 0,5 \sqrt{3,78 \cdot 10^{-6} \cdot 169,2} = 1,27 \cdot 10^{-2} \text{ Ом} .$$

Пример 3.25. Определить протяженность защитной зоны и срок службы одной протекторной установки, состоящей из пяти вертикальных установленных протекторов марки ПМ5У . Глубина установки протекторов $h=2$ м, расстояние между ними в группе $a=5$ м. Другие данные, необходимые для расчета, следующие: $r_{г.ср}=20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $R_{из.ср}=500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_a = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Решение

1. Для протекторов марки ПМ5У по табл. 3.54 находим $\ell_n = 0,5$ м; $d_n = 0,095$ м; $\ell_a = 0,58$ м; $d_a = 0,165$ м; $G_n = 5$ кг.

2. Вычисляем сопротивление растеканию одиночного протектора по формуле (3.222)

$$R_{n1} = \frac{20}{2 \cdot \pi \cdot 0,58} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 0,58}{0,165} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 - 0,58}{4 \cdot 2 + 0,58} + \frac{0,2}{20} \ln \frac{0,165}{0,095} \right) = 10,34 \text{ Ом} .$$

3. По графику на рис.3.44 для заданного количества протекторов и отношения $a/\ell_n=10$ находим величину коэффициента экранирования $\eta_{эн}=0,82$.

4. Находим сопротивление растеканию тока с протекторной установки по формуле (3.248)

$$R_n = \frac{10,34}{5 \cdot 0,82} = 2,52 \text{ Ом} .$$

5. Определяем протяженность защитной зоны протекторной установки по формуле (3.247)

$$L_n = \frac{500}{2,52} \cdot \left(\frac{1,6}{0,85} - 1 \right) = 175 \text{ м} .$$

6. Сила тока протекторной установки по формуле (3.250)

$$I_n = \frac{0,3}{2,52} \cdot \left(1 - \frac{0,85}{1,6} \right) = 0,056 \text{ А} .$$

7. Анодная плотность тока по формуле (3.252)

$$j_a = \frac{10 \cdot 0,056}{5 \cdot 0,095 \cdot (\pi \cdot 0,5 + 1,57 \cdot 0,095)} = 0,686 \frac{\text{мА}}{\text{дм}^2} .$$

8. По графику на рис.3.45 находим КПД протекторной установки $\eta_n=0,32$.

9. Срок службы протекторной установки по формуле (3.351)

$$\tau_{ny} = \frac{5 \cdot 5 \cdot 0,95 \cdot 0,32}{0,056 \cdot 3,95} = 34,4 \text{ года} .$$

Пример 3.26. Определить какое количество магниевых протекторов марки ПМ10У потребуется для обеспечения защиты участка трубопровода длиной 1000м, если известно, что $R_{из.ср} = 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{Г.ср} = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Решение

1. Сопротивление растеканию с одиночного протектора по формуле (3.249)

$$R_{n1} = 0,18 + 0,47 \cdot 10 = 4,88 \text{ Ом} .$$

2. Токоотдача одного магниевых протектора по формуле (3.255)

$$I_{n1} = \frac{0,6}{4,88} = 0,123 \text{ А} .$$

3. Необходимая величина защитного тока по формуле (3.254)

$$I = 1,25 \cdot 10000 \cdot \frac{0,3}{1000} = 3,75 \text{ А} .$$

4. Требуемое количество протекторов по формуле (3.253)

$$N_n = 1,75 \cdot \frac{3,75}{0,123} = 53,4 \text{ шт} .$$

5. Округляем полученное число протекторов до ближайшего большего целого числа, получаем $N_n=54$ шт.

Пример 3.27. Подобрать кабель для электродренажной установки нефтепровода диаметром 820 мм, уложенного в грунт на расстояние 500 м от железнодорожного полотна. Срок службы дренажной установки 8 лет, максимальные токи тяговой подстанции 600 А. Расстояние до нее -2 км.

Решение

1. Для сооружения электродренажной линии выбираем алюминиевый кабель с удельным электросопротивлением

$$\rho_{np} = 0,029 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} .$$

2. При подключении дренажа к минусовой шине тяговой подстанции допустимое падение напряжения по формуле (3.260)

$$\Delta U_{\partial} = 9,7 + 2,47 \cdot 0,5 - 0,353 \cdot 0,5^2 = 10,9 \text{ В} .$$

3. Вычисляем величины коэффициентов K_1 и K_2 по формулам (3.258), (3.259)

$$K_1 = 1,065 - 0,628 \cdot 0,5 + 0,108 = 0,778 .$$

$$K_2 = 1,085 - 0,85 \cdot 2 + 0,249 \cdot 2^2 - 0,0225 \cdot 2^3 = 0,2 .$$

4. Согласно условию задачи из табл. 3.56 - 3.58 выбираем значения коэффициентов: $K_3=0,9$; $K_4=1$; $K_5=1$.

5. Определяем максимальную силу тока в дренажной цепи по формуле (3.257)

$$I_{\text{д}} = 0,2 \cdot 600 \cdot 0,778 \cdot 0,2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1 = 16,8 \text{ А} .$$

6. Определяем необходимое сечение дренажного провода по формуле (3.256)

$$S_{\kappa} = \frac{16,8}{10,9} \cdot 0,029 \cdot 500 = 22,2 \text{ мм}^2.$$

7. В табл. 3.51 выбираем кабель марки А-25, имеющий фактическое сечение 24,25 мм².

8. Проверяем правильность подбора кабеля по формуле (3.262)

$$j = \frac{16,8}{24,75} = 0,41 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} < 0,8 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}.$$

Так как найденная величина плотности тока меньше допустимой, то выбор кабеля произведен верно.

4

ГЛАВА

ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ В ОСОБЫХ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЯХ

К *особым* будем относить условия строительства, требующие внесения соответствующих корректив по сравнению с сухопутными равнинными участками. К ним относится прокладка трубопроводов в условиях сильно пересеченного рельефа местности (горные условия), через болота и обводненные участки, на многолетнемерзлых, пучинистых и просадочных (районы шахтных разработок) грунтах, в сейсмических районах, в барханных песках, на поливных землях и при пересечении соров, в тоннелях.

Рассмотрим эти особенности.

4.1. Прокладка трубопроводов на сильно пересеченной местности

Как показывает практика, строительство трубопроводов в условиях сильно пересеченной и горной местности – весьма сложная в инженерно-техническом и организационном отношении задача [11;13;91;114;123;125;140], осложняющие факторы при этом:

- значительное число горных рек и ручьев;
- продольные склоны местности, достигают $\alpha_n = 30^\circ$ и более на участках большой протяженности;
- косогорные участки с поперечными уклонами $\alpha_k = 40^\circ$ и более;
- наличие скальных пород;
- залесенность трассы на значительном протяжении;
- большое количество осадков в весенне-летний период;
- наличие селевых потоков и оползней.

В зависимости от перечисленных факторов прокладку трубопроводов осуществляют *открытым* или *закрытым* способом.

Закрытый способ (бестраншейная проходка) применяют обычно без ограничений инженерно-геологических и гидрологических условий, но необходимо учитывать его высокую стоимость. Этот способ широко распространен в мировой практике трубопроводного строительства, в России также все большее применение получают бестраншейные методы прокладки, такие как микротоннелирование и тоннельная проходка.

Микротоннелирование используется не только при прокладке трубопроводов в сильно пересеченной и горной местности, но и при строительстве переходов через другие естественные и искусственные препятствия.

При строительстве коллекторов для подземных городских инженерных коммуникаций г.Москвы успешно применялся отечественный горнопроходческий комплекс «Топаз» (разработка Мосинжстроя).

При строительстве Стройтрансгазом газопровода «Голубой поток», в частности при сооружении двух тоннельных переходов через хребты Кобыла и Безымянный протяженностью 2082 и 988 м соответственно, субподрядная организация ООО «НПО Мостовик» применила тоннельный щитовой комплекс «LOVAT».

Тоннельную проходку осуществляют с применением различных марок отечественных и зарубежных горнопроходческих комбайнов с возведением сборной или монолитной железобетонной обделки. Например, при строительстве газопровода «Голубой поток» было привлечено ОАО «Тоннельный отряд №44» для проходки 196-метрового тоннеля через отроги хребта «Безымянный».

Прокладку трубопровода внутри построенного тоннеля осуществляют методом постепенного наращивания и протаскивания. Трубопровод укладывают на роlikоопоры или непосредственно на дно тоннеля, при этом для защиты изоляции применяются кольцевые поливинилхлоридные хомуты.

В случае строительства непроходного тоннеля пространство между трубопроводом и стенками обделки можно заполнять цементно-песчаным раствором.

4.1.1. Устойчивость насыпного откоса

При строительстве трубопроводов на косогорных участках с поперечными уклонами $\alpha_k > 8^\circ$ необходимо устраивать полки (рис.4.1) со съездами и въездами на нее.

Наиболее экономичными являются полки в виде полувыемов-полунасыпи (рис.4.1,а,б), при этом насыпной грунт полки используется для устройства проезда на период производства строительно-монтажных работ и последующей эксплуатации.

На рис.4.2 показана схема откоса грунта («полки») насыпанного на поперечном уклоне пересеченной местности. Отсыпанная призма АБВ удерживается на естественном откосе (поперечном уклоне) за счет сил трения грунта отсыпки и грунта естественного откоса.

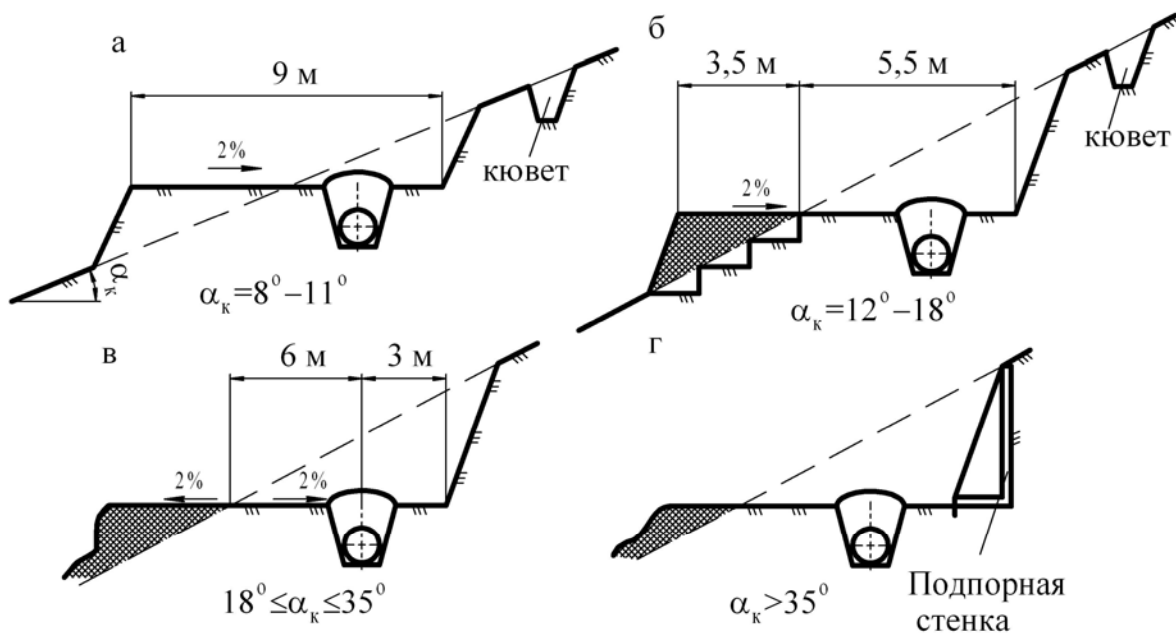


Рис.4.1. Конструкция полок на косогорных участках трассы

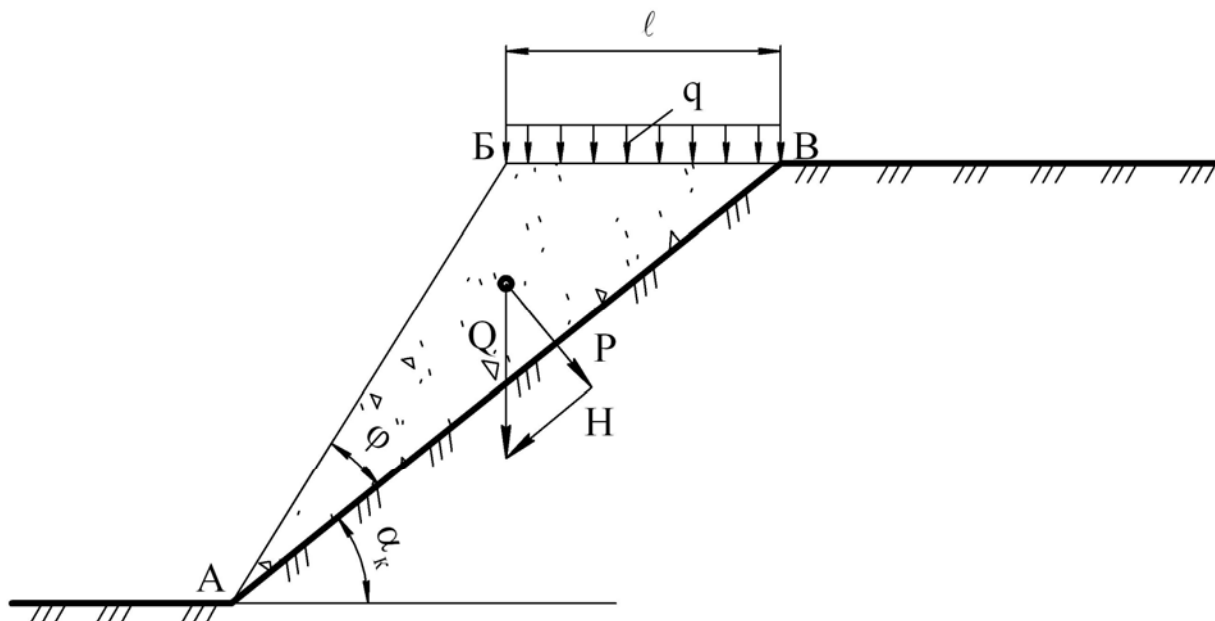


Рис.4.2. Схема к расчету устойчивости откоса

Считая призму АБВ жесткой после установления угла естественного откоса φ , рассмотрим условие устойчивости призмы. При $\alpha_k < \varphi$ призма будет иметь некоторый запас устойчивости на сдвиг по линии АВ, который можно найти из условия:

$$k_y = T/H , \quad (4.1)$$

где $T = (Q + q\ell)\cos\alpha_k \operatorname{tg}\varphi$ – удерживающая сила; $H = (Q + q\ell)\sin\alpha_k$ – сдвигающая сила.

Таким образом, коэффициент устойчивости

$$k_y = \operatorname{ctg} \alpha_k \operatorname{tg} \varphi . \quad (4.2)$$

При $\alpha_k = \varphi$, т.е. при предельной устойчивости откоса, практически не удается насыпать призму при $k_y = 1$. Значит, угол α_k должен быть всегда меньше φ , по крайней мере, в полтора – два раза.

Кроме того, следует иметь в виду, что принятое допущение о неразрушимости самой призмы АБВ весьма условно, так как может произойти обрушение части призмы по какой-либо кривой.

При расчете устойчивости полки по круглоцилиндрическим поверхностям скольжения (рис.4.3) также определяют коэффициент запаса устойчивости для всех возможных поверхностей и отыскивают точку, относительно которой коэффициент запаса устойчивости будет минимальным:

$$k_y = \frac{M_{y\partial}}{M_{c\partial\partial}} > 1 , \quad (4.3)$$

где $M_{y\partial}$ – момент всех удерживающих сил, который равен:

$$M_{y\partial} = R_i \left[\sum_A^C (Q_i + qb_i) \cos \alpha_i \operatorname{tg} \varphi_{zp} + \sum_A^C c_{zp} \Delta S_i \right] ; \quad (4.4)$$

$M_{c\partial\partial}$ – момент всех сдвигающих сил, равный:

$$M_{c\partial\partial} = R_i \left[\sum_A^C Q_i \sin \alpha_i + \sum_A^C qb_i \sin \alpha_i \right] . \quad (4.5)$$

Если грунт в пределах массива АВС однороден, т.е. φ_{zp} и c_{zp} постоянны, то

$$k_y = \frac{\operatorname{tg} \varphi_{zp} \sum (Q_i \cos \alpha_i + q_i b_i \cos \alpha_i) + c_{zp} AC}{\sum (Q_i \sin \alpha_i + q_i \sin \alpha_i)} , \quad (4.6)$$

где AC – длина дуги (см.рис. 4.3).

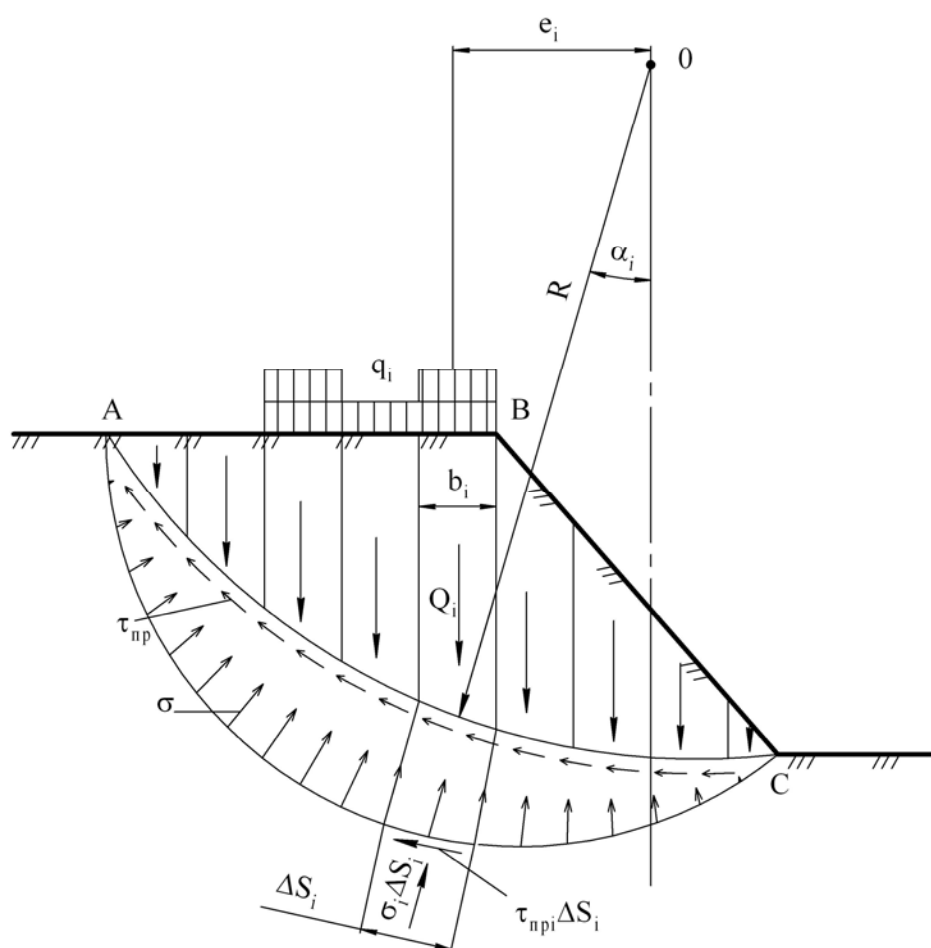


Рис.4.3. Схема к расчету устойчивости откоса по круглоцилиндрическим поверхностям

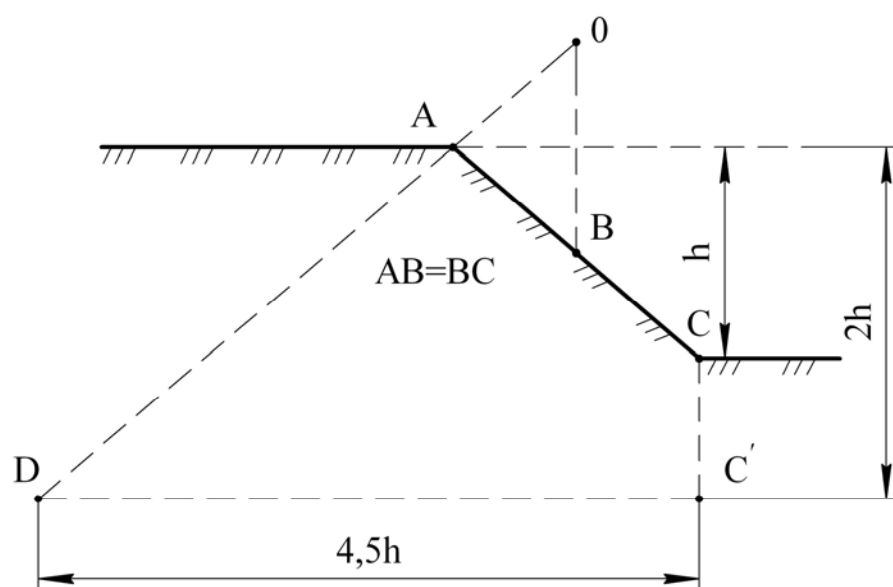


Рис.4.4. Схема к определению центра окружности поверхности скольжения

Для откосов без внешней нагрузки q можно пользоваться следующим способом, позволяющим довольно быстро найти центр окружности с

наименьшим k_y . На глубине $2h$ от верхней бровки откоса (рис.4.4) проводят горизонтальный отрезок СД длиной $4,5h$. Из точки В через точку А проводят прямую до пересечения ее с вертикалью, проходящей через середину откоса (точка В). Тока О и будет центром окружности, для которой k_y будет близок к минимальному.

4.1.2. Расчет напряженного состояния трубопроводов на продольных склонах в период монтажа

При укладке на продольном уклоне в трубопроводе возникают продольные усилия, которые зависят от характеристики склона и способа монтажа [11].

Если фактический угол склона α больше или равен величине α_{np} , именуемой предельным углом ($\alpha_n \geq \alpha_{np}$) и определяемой как

$$\alpha_{np} = \arctg f, \quad (4.7)$$

где f – коэффициент трения трубопровода о грунт, то продольные растягивающие усилия P_x в сечении x при монтаже «сверху-вниз» находятся по формуле (рис.4.5):

$$P_x = q_{mp}x(\sin \alpha_n - f \cos \alpha_n) \quad , \quad (4.8)$$

а соответствующие им продольные перемещения трубопровода, направленные вниз по склону, определяются по формуле:

$$u_x = -\frac{q_{mp}}{2EF}(\ell^2 - x^2)(\sin \alpha_n - f \cos \alpha_n) \quad . \quad (4.9)$$

Знак (-) указывает на то, что перемещение направлено в противоположную сторону от принятого начала координат по оси x .

Максимальные усилия P_{max} имеют место у вершины склона при x , равном длине смонтированного на склоне участка трубопровода

$$P_{max} = q_{mp}\ell(\sin \alpha_n - f \cos \alpha_n) \quad , \quad (4.10)$$

а максимальные перемещения u_{max} – в конце монтируемого участка при $x=0$

$$u_{max} = \frac{q_{mp}\ell^2}{2EF}(\sin \alpha_n - f \cos \alpha_n) \quad . \quad (4.11)$$

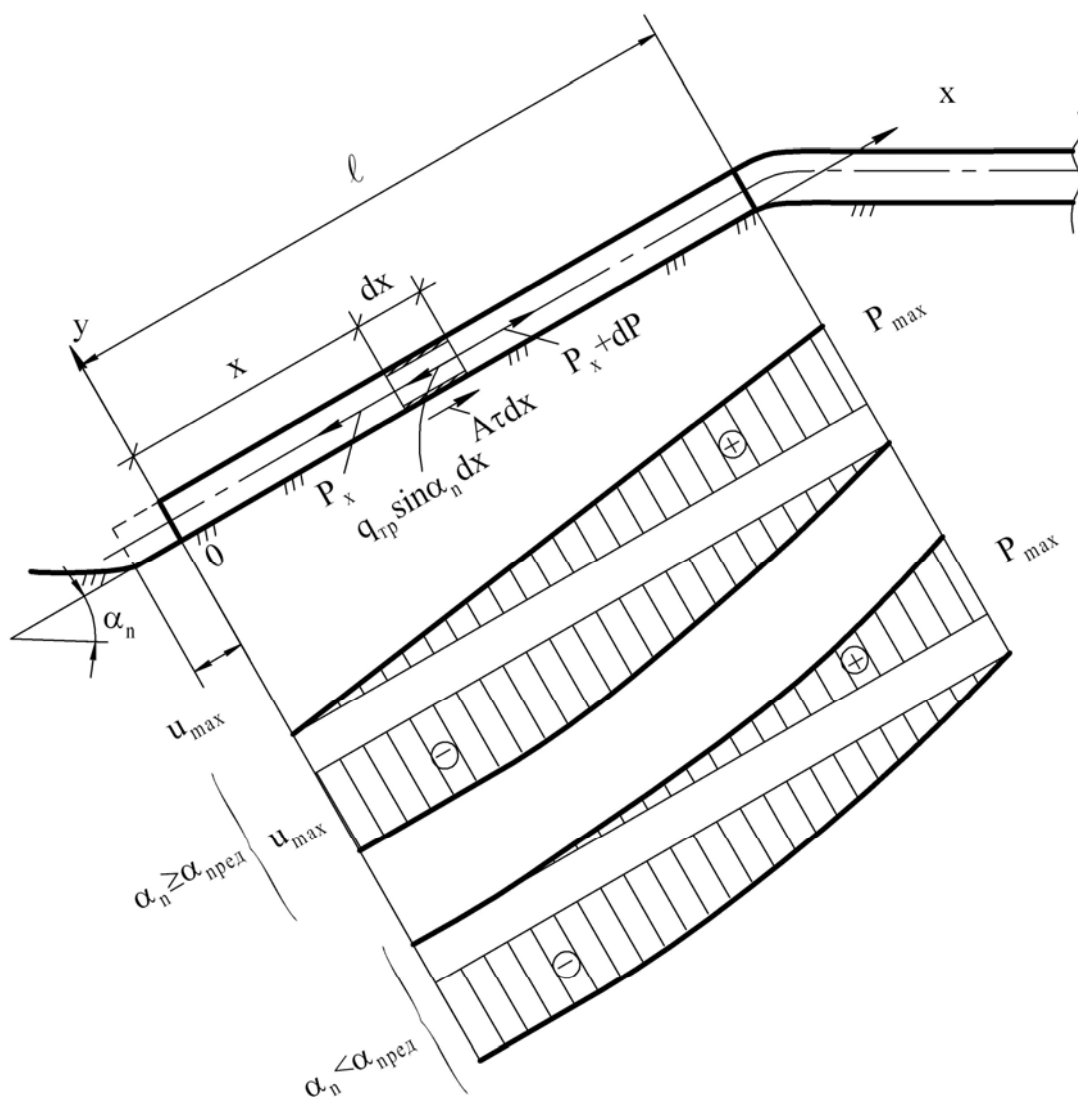


Рис.4.5. Расчетная схема трубопровода при монтаже „сверху вниз“

При углах продольного склона $\alpha_n < \alpha_{np}$ трубопровод не будет скользить по склону, но это не означает, что в нем не возникнут продольные усилия и соответствующие перемещения.

Продольные усилия и перемещения при этом будут рассчитываться по формулам:

$$P_x = \frac{q_{mp} \sin \alpha_n}{\beta \operatorname{ch} \beta \ell} \operatorname{sh} \beta x ; \quad (4.12)$$

$$P_{max} = \frac{q_{mp} \sin \alpha_n}{\beta} \operatorname{th} \beta \ell ; \quad (4.13)$$

$$u_x = -\frac{q_{mp} \sin \alpha_n}{k_u A} \left(1 - \frac{\operatorname{ch} \beta x}{\operatorname{ch} \beta \ell} \right) ; \quad (4.14)$$

$$u_{max} = -\frac{q_{mp} \sin \alpha_n}{k_u A} \left(1 - \frac{1}{ch \beta \ell} \right), \quad (4.15)$$

q_{mp} – нагрузка от собственного веса единицы трубопровода без продукта; k_u – коэффициент постели грунта при продольных перемещениях трубопровода, определяемый экспериментальным путем. Ориентировочно k_u можно принять по табл. 2.15; A – часть длины окружности трубы, опирающейся на грунт; F – площадь поперечного сечения металла трубы; β – коэффициент, равный:

$$\beta = \sqrt{\frac{Ak_u}{EF}}. \quad (4.16)$$

При монтаже «снизу-вверх» в зависимостях (4.8) – (4.15) меняется знак: усилия становятся отрицательными, а перемещения – положительными.

На практике могут встретиться расчетные схемы, когда монтаж трубопровода приходится на склон, включающий два или несколько участков с различными уклонами, например, состоящий из участка длиной ℓ_1 с уклоном α_{n1} и участка ℓ_2 с уклоном α_{n2} . В этом случае параметры, оценивающие напряженно-деформированное состояние трубопровода, равны:

$$P_{max} = q_{mp} \ell_1 (\sin \alpha_{n1} - f \cos \alpha_{n1}) + q_{mp} \ell_2 (\sin \alpha_{n2} - f \cos \alpha_{n2}) ; \quad (4.17)$$

$$u_{max} = -\frac{q_{mp}}{2EF} [\ell_1^2 (\sin \alpha_{n1} - f \cos \alpha_{n1}) + \ell_2^2 (\sin \alpha_{n2} - f \cos \alpha_{n2})]. \quad (4.18)$$

Найденные усилия пересчитываются в напряжения:

$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{F}. \quad (4.19)$$

4.1.3. Расчет напряженного состояния трубопроводов, подверженных воздействию оползающих грунтов

Как показывает практика эксплуатации, горные трубопроводы часто оказываются расположенными в оползневых массивах. Рассмотрим основные случаи силового воздействия оползающего грунта на трубопровод [11].

4.1.3.1. Оползневые подвижки грунта на продольных склонах

Наиболее неблагоприятным является случай, когда подвижки грунта, перешедшего в предельное состояние, происходит одновременно вдоль всего склона длиной ℓ . Примыкающие горизонтальные участки жестко фиксируют положение начального и конечного сечений отрезка трубопровода на склоне, формируя защемление (рис. 4.6).

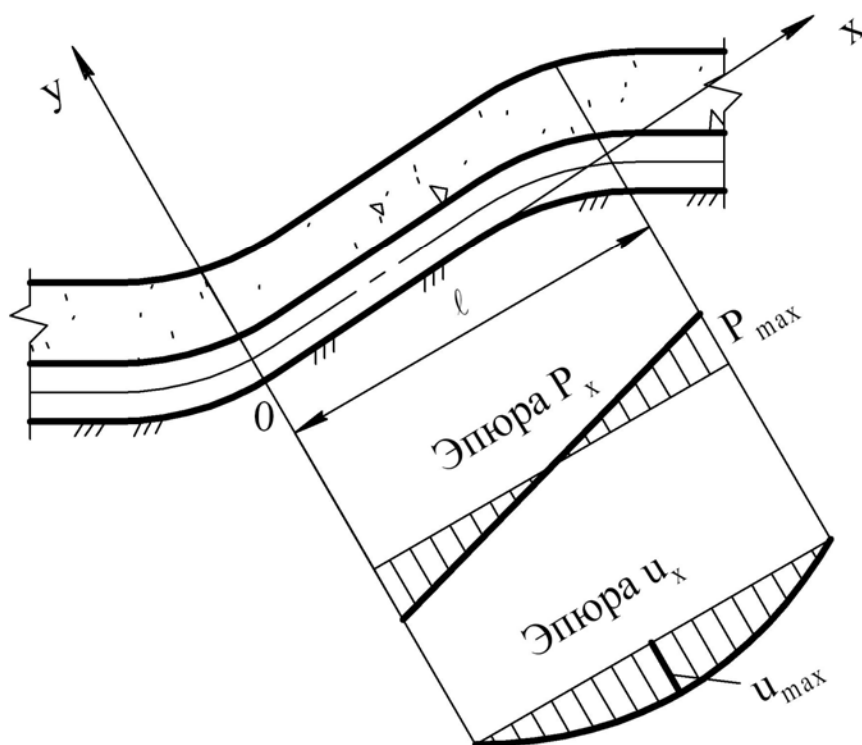


Рис.4.6. Расчетная схема при оползневых подвижках грунта на продольных склонах

Продольные усилия в верхней половине отрезка трубопровода длиной ℓ будут растягивающими, а в нижней – сжимающими (см.рис. 4.6):

$$P_x = -\frac{\tau_{np}\pi D_n}{2}(\ell - 2x) . \quad (4.20)$$

В начале и в конце отрезка ℓ они становятся максимальными по абсолютной величине и равными:

$$\bullet \text{ при } x = 0 \quad P_{max} = -\frac{\tau_{np}\pi D_n}{2}\ell ; \quad (4.21)$$

$$\bullet \text{ при } x = \ell \quad P_{max} = +\frac{\tau_{np}\pi D_n}{2}\ell . \quad (4.22)$$

Продольные перемещения распределяются по длине в соответствии с зависимостью:

$$u_x = -\frac{\tau_{np}\pi D_n}{2EF}(\ell x - x^2) ; \quad (4.23)$$

и максимальны по абсолютной величине в точке $x = \frac{\ell}{2}$:

$$u_{max} = -\frac{\tau_{np}\pi D_n \cdot \ell^2}{EF} . \quad (4.24)$$

Рассчитанные по формулам (4.20), (4.21) и (4.22) усилия переводятся в напряжения по формуле (4.19). Величина предельных касательных напряжений τ_{np} определяется по формуле (2.64).

4.1.3.2. Поперечные оползневые подвижки грунта

Пусть трубопровод проложен в оползне на участке ℓ (рис. 4.7). Силовое воздействие грунта

$$q_{on} = \frac{4\pi v_{on}\eta}{2 - \ln Re} , \quad (4.25)$$

где v_{on} – скорость движения оползня, м/с; η - динамическая вязкость грунтовой массы, Па·с; Re – число Рейнольдса

$$Re = v_{on}D_n/\nu , \quad (4.26)$$

где ν - кинематическая вязкость, м²/с, равная:

$$\nu = \eta g / \gamma_{zp} . \quad (4.27)$$

Скорость движения оползня

$$v_{on} = \frac{\gamma_{zp}}{\eta} \left(Hy - \frac{y^2}{2} \right) \cdot (\sin \alpha_k - \cos \alpha_k \operatorname{tg} \varphi_{zp}) - \frac{c_{zp}}{\eta} y , \quad (4.28)$$

где γ_{zp} – удельный вес грунта; c_{zp} – сцепление; φ_{zp} – угол внутреннего трения; α_k – угол склона косого; H, y – геометрические параметры (рис. 4.8).

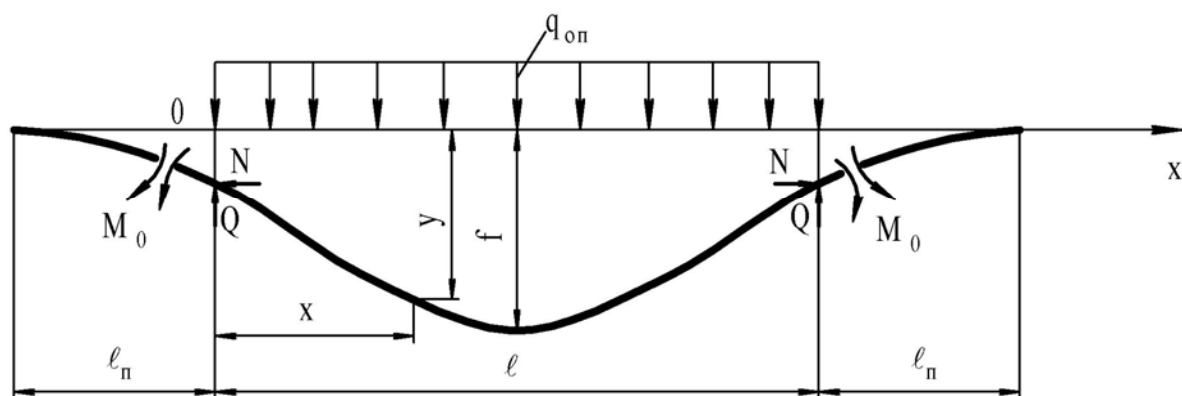


Рис.4.7. Расчетная схема при оползневых подвижках грунта на поперечных склонах

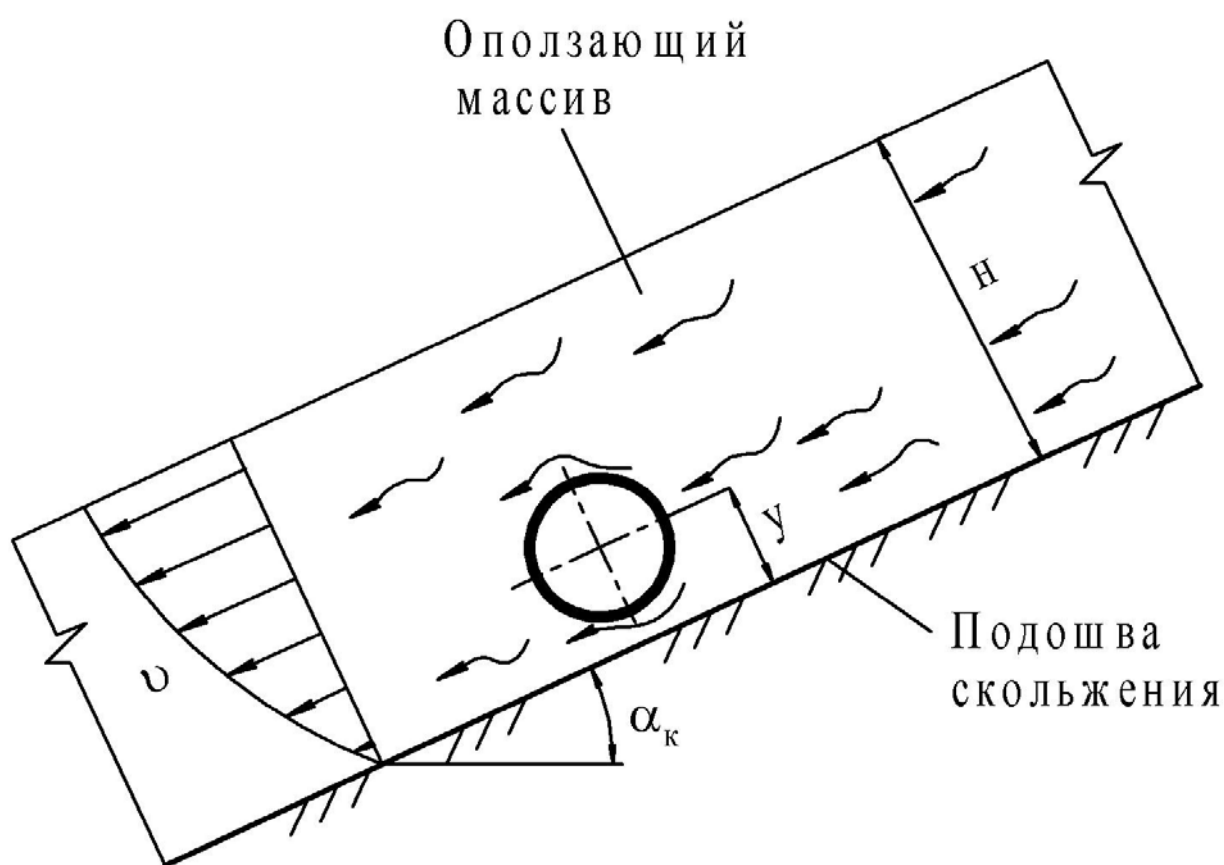


Рис.4.8. Схема расположения трубопровода в оползневом массиве на поперечном склоне

Как показали лабораторные исследования глинистых грунтов (супеси, суглинки, глины), величина η изменяется в пределах $1,0 \cdot 10^4 - 9 \cdot 10^7$ МПа·с. Наблюдения за действующими оползнями показали, что при $\eta < (1,0-9,0) \cdot 10^4$ МПа·с, имеет место проскальзывание всего оползающего массива по подстилающему грунту.

Значение фактического растягивающего усилия P найдем, используя зависимости, определяющие стрелу прогиба трубопровода f в середине пролета под действием силовых факторов:

$$f = \frac{q_{on}\ell^2}{8P} - \left(\frac{M_o}{H} + \frac{q_{on}}{k^2P} \right) \frac{ch\frac{k\ell}{2} - 1}{ch\frac{k\ell}{2}} + w_o ; \quad (4.29)$$

и на основе геометрии упругоизогнутого трубопровода:

$$f = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{P\ell^2}{EF} + 2u_o\ell + u_{cl}\ell} , \quad (4.30)$$

где

$$M_o = \frac{\frac{q_{on}\ell}{2P} - \frac{\alpha^2 q_{on}\ell}{k_o D_n} - \frac{q_{on}}{kP} th\frac{k\ell}{2}}{\frac{4\alpha^3}{k_o D_n} + \frac{k}{P} th\frac{k\ell}{2}} ; \quad (4.31)$$

$$k = \sqrt{\frac{P}{EI}} ; \quad (4.32)$$

$$\alpha = \sqrt[4]{\frac{k_o D_n}{4EI}} ; \quad (4.33)$$

$$w_o = \frac{2\alpha}{k_o D_n} \left(\frac{q_{on}\ell}{2} + \alpha M_o \right) ; \quad (4.34)$$

u_o – продольные перемещения концов прилегающих участков трубопровода ℓ_n в направлении деформируемого участка ℓ под действием силы P ; u_{cl} – удлинение участка ℓ за счет слабины, равное (1-1,5) см на каждые 100 м трубопровода; k_o – коэффициент постели грунта при сжатии (см. табл.2.14).

Величина продольных перемещений u_o определяется с учетом характера взаимодействия трубопровода с грунтом. При упругой связи:

$$u_o = \frac{P}{\beta EF} ; \quad (4.35)$$

при упругопластической связи:

$$u_o = \frac{\tau_{np}}{k_u} + \frac{P^2 - P_{np}^2}{2\pi D_n \tau_{np} EF} . \quad (4.36)$$

Предельная величина усилия, при котором упругая связь переходит в упругопластическую,

$$P_{np} = \frac{\beta EF}{k_u} \tau_{np} , \quad (4.37)$$

где

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EF}} . \quad (4.38)$$

Задаваясь несколькими значениями P , рассчитываем прогибы f по формулам (4.29) и (4.30) и строим графики зависимостей f от P , точка пересечения которых определяет фактические значения P_ϕ и f_ϕ .

Далее находим значения изгибающего момента M_o в сечениях $x=0$ и $x=\ell$ по формуле (4.31) и изгибающего момента M_c в сечении $x = \ell/2$ по формуле:

$$M_c = \left(M_o + \frac{q_{on}}{k^2} \right) \cdot \frac{1}{ch \frac{k\ell}{2}} - \frac{q_{on}}{k^2} . \quad (4.39)$$

Для безотказной работы трубопровода проверку его прочности в продольном направлении (см. п.2.2.3) следует выполнить с учетом дополнительных продольных напряжений, вызванных действием оползня:

$$\sigma_{on} = \frac{P_\phi}{F} \pm \frac{M_o, M_c}{W} . \quad (4.40)$$

4.1.4. Расчет основных параметров буровзрывных работ при строительстве трубопроводов в горах

В скальных грунтах перед разработкой траншеи одноковшовыми экскаваторами необходимо предварительно рыхлить грунт взрывным способом [132]. Рыхление осуществляется группой небольших зарядов, помещенных в шпуры – цилиндрические полости диаметром до 85 мм

и длиной до 5 м. В качестве взрывчатых веществ (ВВ) применяются зерногранулиты, игданиты, гранулиты, аммониты.

Расчет величины заряда в шпуре $Q_{зар}$ ведется из предположения, что при взрыве образуется воронка, объем которой V связан с величиной $Q_{зар}$ соотношением

$$Q_{зар} = A_p V, \quad (4.41)$$

где A_p – удельный расход ВВ на рыхление, величина которого для эталонного ВВ (аммонита № 6 ЖВ) приведена в табл. 4.1 в зависимости от категории крепости породы.

Объем воронки определим через радиус r и глубины W , которая называется линией наименьшего сопротивления (кратчайшее расстояние от центра заряда до свободной поверхности):

Таблица 4.1

Удельный расход эталонного ВВ

Породы	Категория крепости породы	Удельный расход аммонита №6 ЖВ, кг/м ³	
		для взрыва на выброс A_v	для взрыва на рыхление A_p
Мел	IV	0,8-1,35	0,25-0,3
Гипс	IV-V	1,0-1,3	0,35-0,4
Известняк-ракушечник	V-VI	1,5-1,75	0,5-0,6
Мергель	IV-V	1,3-1,6	0,35-0,45
Конгломерат	V	1,3-1,5	0,45-0,5
Туфы трещиноватые, плотная тяжелая пемза	V-VI	1,4-1,5	0,4-0,5
Песчаник на глинистом цементе, сланец глинистый, известняк, мергель	VI-VII	1,15-1,4	0,4-0,5
Доломит, известняк, магнезит, песчаник на известковом цементе	VII-VIII	1,3-1,7	0,45-0,6
Гранит, гранодиорит	VIII-X	1,5-2,15	0,5-0,7
Базальт, андезит	IX-XI	1,75-2,3	0,6-0,75
Кварцит	X	1,75-2,5	0,5-0,6
Порфирит	X	1,15-2,1	0,7-0,75

$$V = \frac{1}{3} \pi r^2 W, \quad (4.42)$$

а учитывая, что показатель действия взрыва n , равный отношению r/W , при рыхлении должен быть меньше единицы, можно считать, что $V \approx W^3$. Схема расположения заряда показана на рис. 4.9. Длину шпура L рекомендуется принимать в 1,2 раза больше проектной глубины траншеи h_T . Длина перебура $\ell_{пер}$ составляет $(0,15-0,2) h_T$; $\ell_{зар}$ – длина заряда принимается равной $(0,3-0,6)L$; $\ell_{заб}$ – длина забойки. При $\ell_{зар} = L/3$ и $\ell_{пер} = 0,2 h_T$ длина шпура $L = 1,2 h_T$ и величина W становится равной h_T , таким образом, выражение (4.41) принимает вид

$$Q_{зар} = A_p \cdot h_T^3. \quad (4.43)$$

Зная плотность взрывчатого вещества ρ_e , объем заряда

$$V_{зар} = Q_{зар} / \rho_e, \quad (4.44)$$

или

$$V_{зар} = \frac{\pi d^2}{4} \ell_{зар}, \quad (4.45)$$

откуда диаметр скважины

$$d = \sqrt{\frac{Q_{зар}}{0,3 \rho_e h_T}}. \quad (4.46)$$

Полученная величина округляется в большую сторону до ближайшего существующего значения диаметра бурового инструмента. В пределах от 25 до 75 мм градация диаметров идет через каждый миллиметр, от 75 до 295 мм – через 5 мм, от 295 до 450 мм – через 10 мм. Плотность различных взрывчатых веществ, применяемых при строительстве трубопроводов, дана в табл. 4.2. Там же приводятся значения поправочного коэффициента e , на который следует умножить удельный расход эталонного ВВ, чтобы получить идентичную величину для другого ВВ.

Расстояние между шпурами в ряду a обычно составляет $(0,5-1,0)h_T$. При ширине траншеи по дну до $B \leq 2$ м заряды располагаются в один ряд, при большей ширине – в два ряда.

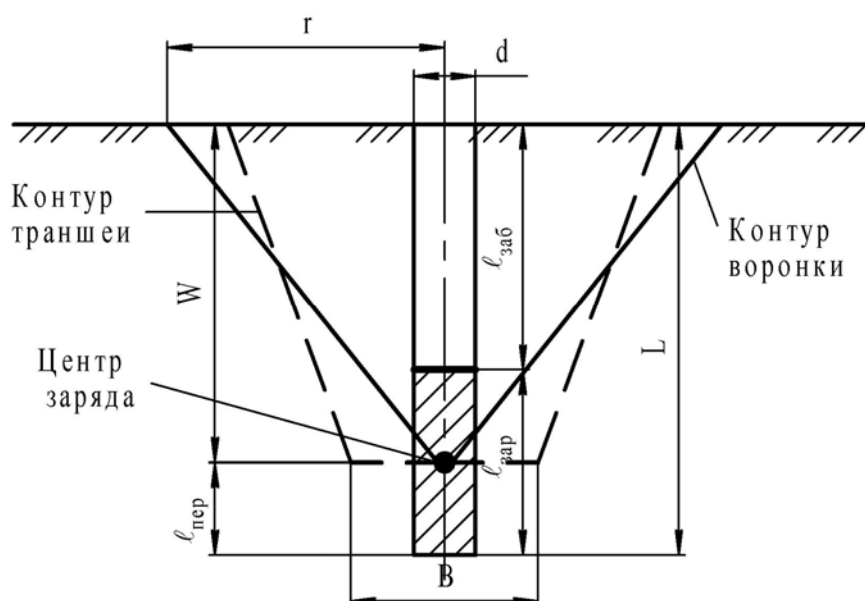


Рис.4.9. Схема расположения заряда при разработке траншеи

Таблица 4.2

Параметры взрывчатых веществ

Вид ВВ	Плотность заряжения $\rho_в$, кг/м ³	Поправочный коэффициент e
Аммонит №6 ЖВ	1000-1200	1,00
Аммонит №7 ЖВ	950-1100	1,04
Аммонал скальный №3	-	0,8
Аммонал скальный №1	-	0,81
Гранулит АС-8	870-920	0,95
Гранулит АС-4	800-850	1,00
Гранулит С-2	800-850	1,15
Зерногранулит 79/21	900-1000	1,00
Зерногранулит 50/50-В сухой	930-950	1,11
в воде	1360-1370	1,06
Зерногранулит 30/70-В сухой	950-970	1,13
в воде	1330-1380	1,10
Игданиты	800-900	1,15

В процессе устройства полок часто производят взрывы на выброс, получая профиль полки, близкий к проектному. Заряды размещают в один, два или три ряда в зависимости от крутизны косогора и ширины полки [10]. Для размещения зарядов используют как шпуры, так и скважины – цилиндрические полости диаметром 85-200 мм и длиной до 20 м. Расстояние между рядами назначаются таким образом, чтобы воронки взрывов смежных рядов

перекрывали друг друга (рис. 4.10). Зоны, заштрихованные на рисунке, дорабатывают механизированным способом. Первый ряд располагают у основания откоса полки, так чтобы центры зарядов находились на уровне подошвы при этом $W_1 = B \sin \alpha_k$, $r_1 = nW_1$. Второй ряд располагается на расстоянии и от первого, ориентировочно равном $b = 1,2r_1/n$. Аналогично отыскивается положение третьего ряда.

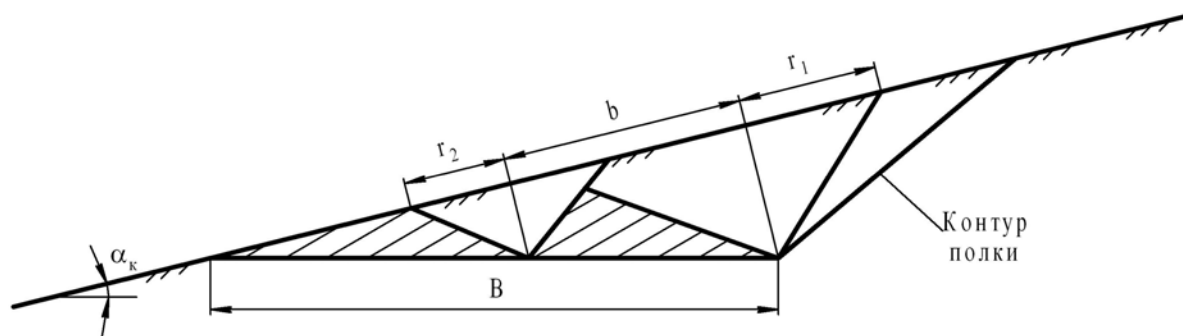


Рис.4.10. Схема расположения зарядов при разработке полки

При расположении центра заряда на расстоянии W от поверхности грунта длина перебура $\ell_{пер} = \ell_{зар}$, в то же время рекомендуемое значение $\ell_{пер} = (0,1 - 0,15)W$. Приравняв правые части этих уравнений, имеем $\ell_{пер} = (0,2 - 0,3)W$; длина скважины $L = W + \ell_{пер} = (1,1 - 1,15)W$. Величина заряда определяется по формуле:

$$Q_{зар} = A_p W^3 (0,6n^3 + 0,4) . \quad (4.47)$$

Если показатель действия взрыва $n = 1$, образуется воронка нормального выброса, если $n > 1$ – усиленного выброса. Расстояние между зарядами в ряду определяют по формуле $a = mW$, где $m = 1$ при $n = 1$ и $m = 1,25$ при $n = 1,5$.

Диаметр скважины определим аналогично предыдущему случаю: объем воронки взрыва равен $V \approx W^3$, $V_{зар} = Q_{зар} \rho_v$, $V_{зар} = \pi d^2 / 4 \cdot \ell_{зар}$, таким образом:

$$d = \sqrt{\frac{Q_{зар}}{0,3 \rho_v W}} . \quad (4.48)$$

На крутых склонах от 45° до 60° все скважины бурят веером с одной стоянки буровой машины, для прохода которой вначале устраивают тропу шириной $b_T = 4,5$ м, используя шпуровые заряды (рис. 4.11).

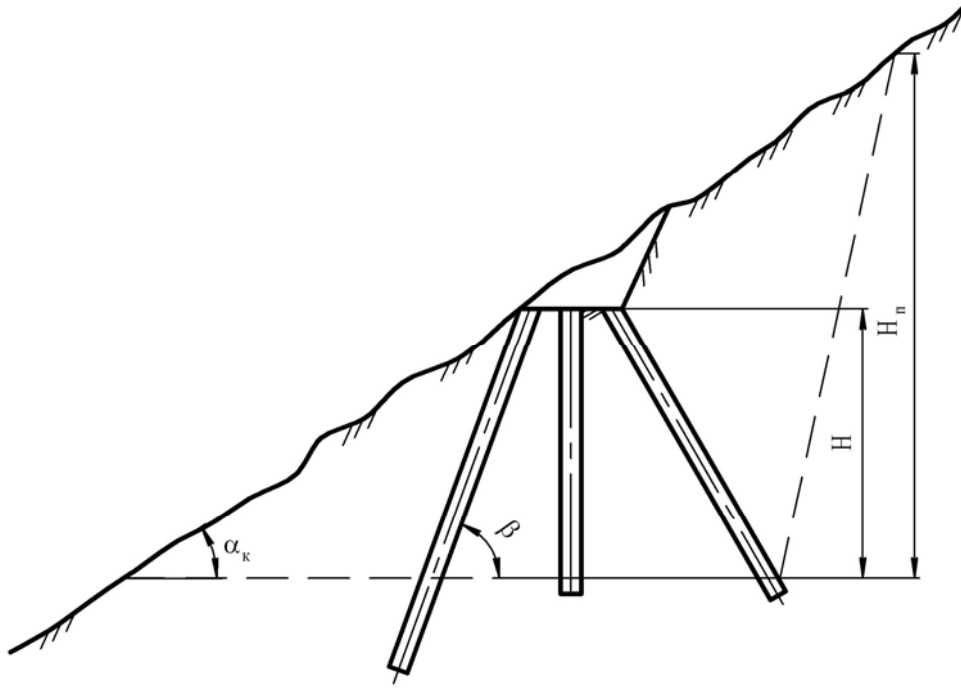


Рис.4.11. Схема расположения скважин на крутых склонах

Уровень расположения тропы H составляет 0,35-0,45 высоты H_n , угол наклона крайних скважин к горизонту изменяется в пределах $72^\circ - 80^\circ$, длина перебура первой скважины $\ell_{1пер} \approx (0,15-0,4)H_1$, второй и третьей $\ell_{3пер} = \ell_{2пер} \approx 0,1H_{2,3}$; длина заряда первой скважины $\ell_{1зар} \approx 0,5L_1$, второй и третьей скважины $\ell_{2,3зар} = (0,7-0,8)L_{2,3}$.

Используя зависимости

$$L_1 = \frac{H}{\sin \alpha_\kappa \cdot \sin \beta} ; \quad (4.49)$$

$$L_2 = H + \ell_{2пер} ; \quad (4.50)$$

$$L_3 = \frac{L_2}{\sin \beta} ; \quad (4.51)$$

$$H_{1,3} = \frac{H}{\sin \beta} ; \quad (4.52)$$

$$G = \frac{\pi d^2}{4} \ell_{зар} \rho_\epsilon , \quad (4.53)$$

определяют основные параметры. В качестве примера приведем данные буровзрывных работ при устройстве полок с углами α_κ равными 45° и 60° (табл.

4.3 и 4.4). Диаметр скважины принят 105 мм, расстояние между скважинами в ряду $a=3,4$ м.

Таблица 4.3

Параметры буровзрывных работ при $\alpha_k = 45^\circ$, $H_n = 15$ м; $H = 6,4$ м

Параметры	Ряды зарядов		
	1	2	3
Угол наклона скважины β , градус	72	90	72
Длина скважины L , м	9,5	7	7,5
Длина перебура $\ell_{пер}$, м	2,8	0,6	0,66
Длина заряда $\ell_{зар}$, м	4,85	5,0	6,1
Величина заряда $Q_{зар}$, кг	38	39	48

Таблица 4.4

Параметры буровзрывных работ при $\alpha_k = 60^\circ$, $H_n = 30$ м; $H = 11$ м

Параметры	Ряды зарядов		
	1	2	3
Угол наклона скважины β , градус	80	90	80
Длина скважины L , м	12,8	11,4	12,4
Длина перебура $\ell_{пер}$, м	1,7	0,9	1,3
Длина заряда $\ell_{зар}$, м	6,5	8,2	9,5
Величина заряда $Q_{зар}$, кг	51	64	74

4.1.5. Расчет напряженного состояния трубопровода при тоннельной прокладке

Освоение бестраншейного метода сооружения трубопроводов с использованием тоннелей очень важно в связи с планами развития нефтяной и газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. При этом потребность в использовании тоннельных переходов значительно возрастает, так как в горных районах, в сложных природных условиях они смогут обеспечить высокую надежность сооружаемых трубопроводных систем. Учитывая сравнительно большую протяженность тоннельных переходов, важным является вопрос компенсации продольных деформаций от изменения температуры стенки трубы и внутреннего давления транспортируемого продукта.

При строительстве тоннельного перехода через хребет Безымянный на трассе газопровода Россия – Турция был применен способ предварительного напряжения тоннельного участка трубопровода. Это позволило избежать применения компенсирующих устройств и упростить конструкцию перехода [140].

Принцип предварительного напряжения трубопровода на стадии строительства состоит в создании в его конструкции напряжений или перемещений, которые имели бы знак, обратный знаку напряжений или перемещений в период эксплуатации.

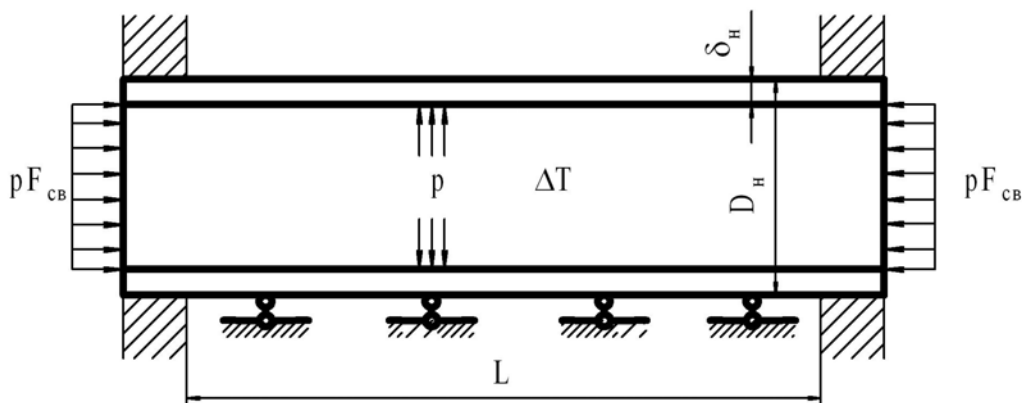


Рис.4.12. Конструктивно расчетная схема бескомпенсаторного тоннельного участка газопровода

Конструктивно-расчетная схема тоннельного участка газопровода (рис.4.12) представляет собой надземный бескомпенсаторный неразрезной многопролетный балочный переход общей длиной L . Собственный вес трубопровода воспринимается шарнирными катковыми опорами, расположенными с определенным шагом вдоль оси. В трубопроводе действует внутреннее давление p . Кроме того, он воспринимает воздействие температурного перепада ΔT , равного разности температур трубопровода в период эксплуатации и в момент «замыкания» тоннельного участка. На входе и выходе перехода смонтированы неподвижные опоры, которые исключают любые перемещения трубопровода в этих точках. На полость трубопровода в его торцевых сечениях действует осевая сила, равная произведению внутреннего давления на площадь сечения в свету $pF_{св}$.

Кольцевые $\sigma_{кц}$ и продольные осевые σ_{npN} напряжения в трубопроводе без компенсации деформаций (при этом считается, что продольные осевые деформации равны нулю) определяются по формулам (2.9) и (2.40).

Когда невозможно избежать сжимающих осевых напряжений, можно применить предварительное напряжение участка путем приложения к его торцам предварительных растягивающих усилий. В этом случае решаются две задачи:

- обеспечивается условие прочности по нормам проектирования;
- исключается возможность неконтролируемого выпучивания

трубопровода при его нагреве в период эксплуатации. Если при эксплуатации возникают сжимающие продольные напряжения, то минимальное продольное усилие предварительного напряжения следует определять по формуле

$$N_{nn.min} = |\sigma_{npN}| F_{mp} , \quad (4.54)$$

где F_{mp} – площадь поперечного сечения стенки трубопровода.

Принимаемое усилие предварительного напряжения N_{nn} должно учитывать суммарную силу трения в опорах F_{mp} , а также ряд факторов (разброс температур эксплуатации и «замыкания», несоосность стыкуемых труб, возможное заклинивание трубопровода на опорах и др.), которые учитываются введением коэффициента запаса $K_{зан}$:

$$N_{nn} = K_{зан} |N_{nn.min} + F_{mp}| . \quad (4.55)$$

Растягивающие предварительные напряжения, равные:

$$\sigma_{nn} = \frac{N_{nn}}{F_{mp}} \quad (4.56)$$

должны удовлетворять условиям прочности и деформативности норм проектирования:

$$\sigma_{nn} + \sigma_{npN} \leq R_2 ; \quad (4.57)$$

$$\sigma_{nn} + \sigma_{npN} + \sigma_{npM} \leq \frac{m}{0,9k_n} , \quad (4.58)$$

где, кроме упомянутых ранее, используется изгибное напряжение (в растянутой зоне) σ_{npM} . В случае многопролетного тоннельного перехода изгибные напряжения определяются в опорных сечениях как в неразрезной балке.

Диаграмма изменения продольных осевых напряжений во времени, начиная с этапа предварительного напряжения и заканчивая периодом нормальной эксплуатации, показана на рис. 4.13. Таким образом, основная цель предварительного напряжения – избежать появления сжимающих осевых напряжений в период эксплуатации трубопровода.

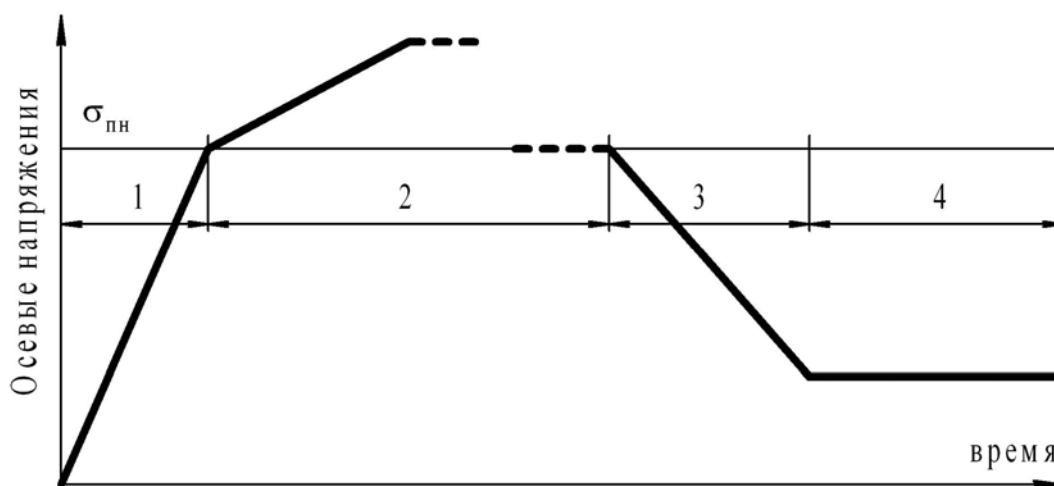


Рис.4.13. Диаграмма изменения осевых напряжений в предварительно напряженном участке трубопровода:

1 – предварительное напряжение; 2 – гидростатические испытания; 3 – пуск в эксплуатацию; 4 – режим эксплуатации

4.2. Прокладка трубопроводов через болота и обводненные участки

Трубопроводы, прокладываемые в Сибири и на Крайнем Севере, на значительном протяжении пересекают болота и заболоченные участки [11; 22; 26; 30; 52; 56; 114; 123; 125; 129].

Болото (торфяник) – избыточно увлажненный участок земной поверхности, покрытый слоем торфа мощностью 0,5 м и более, при мощности менее 0,5 м – заболоченные земли.

Прокладку трубопроводов на болотах и обводненных участках целесообразно производить преимущественно в зимнее время, когда верхний торфяной покров промерзнет (используются специальные мероприятия по ускорению промерзания грунта) на такую глубину, при которой нормально работают механизированные колонны, и в этом случае технология строительства будет такой же, как и в нормальных условиях.

В остальные времена года в технологию будут вноситься существенные изменения в зависимости от типа болота, его параметров и параметров укладываемых труб.

Болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся на следующие типы [123]:

I – болота, целиком заполненные торфом, на которых допускаются работа и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02 – 0,03 МПа (0,2 – 0,3 кгс/см²) или работа обычной техники с помощью щитов, сланей и дорог, снижающих удельное давление на поверхность залежи до 0,02 МПа (0,2 кгс/см²);

II – болота, целиком заполненные торфом, на них допускаются работа и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, снижающим удельное давление на поверхность залежи до 0,01 МПа (0,1 кгс/см²);

III – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой. Здесь допускаются работа только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

На болотах и заболоченных участках должна, как правило, предусматриваться подземная прокладка трубопроводов и, как исключение, при соответствующем обосновании – укладка трубопровода по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка).

При соответствующем обосновании в случае подземной прокладки трубопроводов через болота II и I типов длиной свыше 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

Подземная прокладка трубопроводов в зависимости от времени года, методов производства работ, степени обводненности, несущей способности грунта и оснащённости строительного участка оборудованием осуществляется следующими способами:

- укладкой с бермы траншеи или лежневой дороги (как в нормальных условиях);
- в специально создаваемую в пределах болота насыпь;
- сплавом;
- протаскиванием по дну траншеи (аналог строительства подводных переходов).

4.2.1. Расчет устойчивости трубопровода против всплытия на болотах при различных способах балластировки

Участки трубопроводов, прокладываемых в траншею через болота или заливные поймы, а также в обводненных районах, необходимо рассчитывать на устойчивость положения против всплытия по условию [114]:

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{k_{н.в}} Q_{нас} , \quad (4.59)$$

где $Q_{акт}$ – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх (включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом), Н; $Q_{нас}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Н; $k_{н.в}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков перехода через болота,

поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1%-й обеспеченности – 1,05.

В частном случае, при укладке трубопровода свободным изгибом и равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки – вес в воде, Н/м, - определяется из условия:

$$q_{бал.в}^H = \frac{1}{n_{\bar{o}}} (k_{н.в} q_{\bar{в}} + q_{изг} - q_{тр} - q_{дон}) , \quad (4.60)$$

где $n_{\bar{o}}$ – коэффициент надежности по нагрузке (0,9 – для железобетонных грузов; 1,0 – для чугунных пригрузов); $k_{н.в}$ – обозначение то же, что в формуле (4.59); $q_{\bar{в}}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, равная:

$$q_{\bar{в}} = \frac{\pi D_{н.и}^2}{4} \gamma_{\bar{в}} ; \quad (4.61)$$

$q_{изг}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая:

- для выпуклых участков

$$q_{изг} = \frac{8EI}{9\beta^2 \rho^3} ; \quad (4.62)$$

- для вогнутых участков

$$q_{изг} = \frac{32EI}{9\beta^2 \rho^3} ; \quad (4.63)$$

$q_{тр}$ – расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в} = 0,95$ (см. п.2.1); $q_{тр} = q_m + q_{из}$; $q_{дон}$ – нагрузка от веса перекачиваемого продукта.

В формулах (4.61), (4.62), (4.63): $D_{н.и}$ – наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции; $\gamma_{\bar{в}}$ – удельный вес воды с учетом растворенных в ней молей, принимаемый равным $(1,1-1,15)10^4$ Н/м³; β - угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на выпуклом и вогнутом рельефе (в радианах); ρ - радиус кривизны рельефа дна траншеи, который должен быть больше или равным минимальному радиусу упругого изгиба оси трубопровода из условия прочности (см. п.2.6).

Рассчитав вес балластировки в воде $q_{бал.в}^H$, можно определить вес балластировки в воздухе:

$$q_{бал}^н = q_{бал.в}^н \frac{\gamma_б}{\gamma_б - \gamma_в k_{н.в}}, \quad (4.64)$$

где $\gamma_б$ – удельный вес материала пригрузки.

Продольная устойчивость трубопроводов, прокладываемых на болотах, обводненных и заболоченных участках трассы, обеспечивается различными средствами балластировки, которые можно разделить на две основные группы. Средства балластировки и закрепления трубопроводов выбирают с учетом гидрогеологических условий районов прохождения трассы и диаметра трубопровода. При этом необходимо учитывать схему прокладки трубопровода; мощность торфяной залежи; прочностные и деформационные свойства подстилающих грунтов; наличие горизонтальных и вертикальных углов поворота; методы и сезон производства строительно-монтажных работ; температурный режим эксплуатации трубопроводов.

К средствам балластировки первой группы относятся устройства, воздействующие на трубопровод собственным весом:

- одиночные железобетонные грузы;
- групповая установка одиночных железобетонных грузов;
- одиночные чугунные грузы;
- минеральный грунт засыпки, обычно используется при повышенном заглублении трубопровода;
- закрепленные гидрофобизированные грунты;
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ), заполненные местным или привозным грунтом или щебнем;
- минеральный грунт в оболочке из нетканых синтетических материалов;
- сплошное обетонирование труб,
- анкерные плиты;
- комбинированные способы.

К средствам балластировки второй группы относятся анкерные устройства, несущую способность которых определяют свойствами грунтов:

- винтовые анкерные устройства (ВАУ);
- раскрывающегося типа;
- выстреливаемые;
- взрывные;
- вмораживаемые;
- свайные консольного типа;
- якорные анкерные устройства;
- козловые анкерные устройства;
- ВАУ с повышенной удерживающей способностью;
- анкер-инъекторы.

На обводненных и заболоченных участках трассы наибольшее распространение получили одиночные железобетонные пригрузки.

При балластировке одиночными пригрузами основными параметрами являются расстояния между ними (точнее, между их центрами) ℓ_r и количество пригрузов N , необходимое для балластировки данного участка трубопровода.

Расстояние ℓ_r рассчитывается по формуле:

$$\ell_r = (Q_r g - \gamma_v V_r) / q_{бал.в}^H, \quad (4.65)$$

где Q_r – средняя масса одного груза.

Средние массы и объемы пригрузов типа ЖГ и УБО приведены в табл.4.5, 4.6.

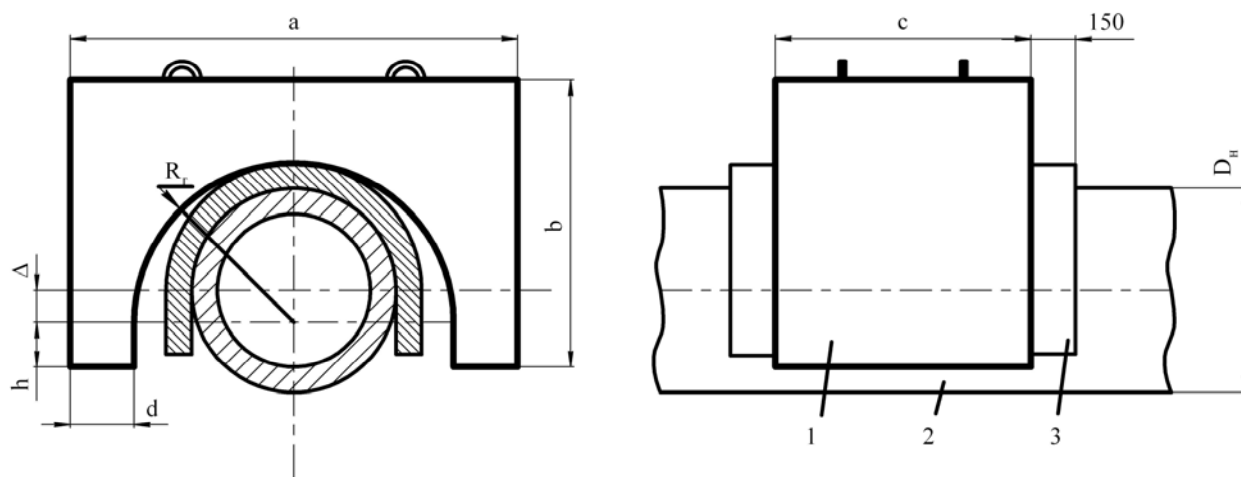


Рис.4.14. Железобетонный седловидный груз:

1 – груз; 2 – трубопровод; 3 – прокладка из нескольких слоев бризола

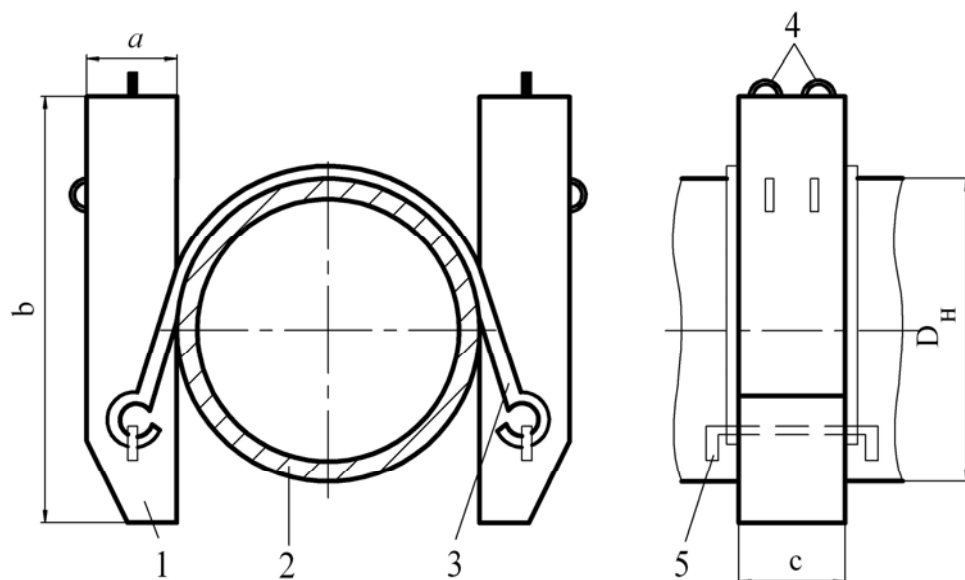


Рис.4.15. Утяжелитель бетонный обхватывающий УБО:

1 – блок железобетонный; 2 – трубопровод; 3 – стальной соединительный пояс; 4 – монтажная петля; 5 – скоба

Средние объемы грузов также могут быть рассчитаны по формулам:

- для седловидных грузов (рис.4.14)

$$V_r = \left[ab - (a - 2d)h - \frac{\pi R_r^2}{2} \right] c ; \quad (4.66)$$

- для утяжелителей бетонных охватывающих, конструкция которых включает два бетонных блока (рис.4.15).

Таблица 4.5

Характеристика железобетонных седловидных грузов

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		a	b	c	d	R_r	Δ	h
325	300	840	590	400	200	220	40	170
426	500	1080	760	400	260	280	40	220
530	1500	1320	900	800	330	330	40	240
720	3000	1540	1120	1200	340	430	40	340
820	3000	1640	1210	1100	340	480	40	390
1020	3000	1840	1430	900	340	580	40	500
1220	4000	2000	1600	1050	320	580	50	500
1420	4000	2100	1750	1000	250	800	90	620

Таблица 4.6

Характеристики грузов типа УБО

Марка груза	Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры блока, мм			Общий объем груза, м ³	Общая масса груза, т
		b	c	a		
УБО-1	1420	1600	1200	600	1,872	4,305
УБО-2	1220	1400	1350	600	1,843	4,238
УБО-3	1020	1100	1500	550	1,455	3,346
УБО-3	820	1100	1500	550	1,455	3,346
УБО-3	720	1100	1500	550	1,455	3,346
УБО-4	530	750	1500	400	0,750	1,725

$$V_r \approx 2 \cdot 0,808abc. \quad (4.67)$$

Число пригрузов, необходимое для балластировки участка трубопровода длиной L , определяется по формуле:

$$N = L / \ell_r . \quad (4.68)$$

Дробное число N округляется в большую сторону до ближайшего целого числа.

В приложении Н приводится характеристика трубопровода при различных способах его балластировки.

Групповая балластировка железобетонными пригрузами предусматривает их навешивание на трубопровод с помощью самоходных гусеничных или колесных подъемных кранов. Зона обслуживания подъемного крана Z , т.е. длина участка трубопровода, в пределах которого навеска пригрузов производится с одной стоянки, зависит от вылета стрелы R и расстояния от оси поворота крана до оси трубопровода S_k (рис. 4.16). Величина R определяется технической характеристикой крана (рис.4.17), а величина S_k – шириной траншеи поверху $B_{\text{в}}$, безопасным расстоянием подъемного крана от бровки $K = 1$ м (см. СНиП 12-04-2002 [120] и расстоянием от края гусеницы до центра вращения a :

$$S_k = \frac{B_{\text{в}}}{2} + K + a. \quad (4.69)$$

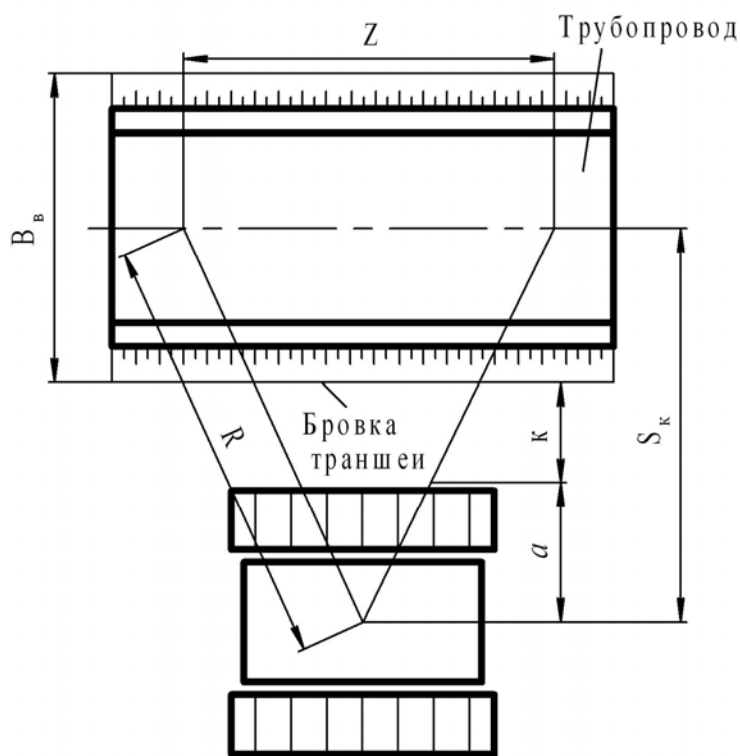


Рис.4.16. Расчетная схема для определения зоны обслуживания крана

Зона обслуживания

$$Z = 2\sqrt{R^2 - S_k^2}. \quad (4.70)$$

Число грузов в группе

$$n_r = \frac{Z}{c + m_T}, \quad (4.71)$$

где c – ширина пригрузов (см.табл. 4.5 и 4.6); m_T – технологический зазор между пригрузами в группе, предназначенный для предотвращения соударений пригрузов при навешивании и принимаемый равным 0,15 м.

Рассчитанная по формуле (4.71) величина n_r округляется в меньшую сторону до целых чисел.

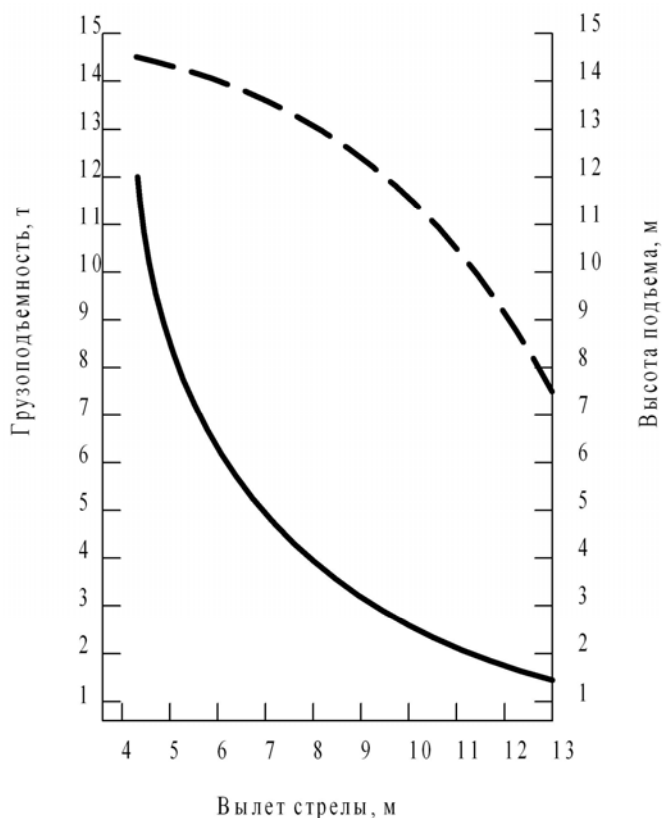


Рис.4.17. Грузовая характеристика крана КС-4561 при длине стрелы 14 м
1 – грузоподъемность; 2 – высота подъема

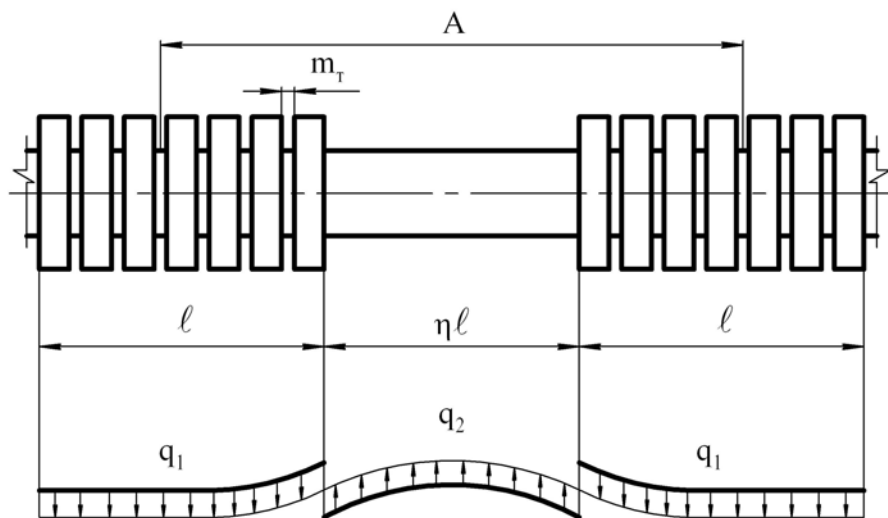


Рис.4.18. Расчетная схема при групповой установке грузов на трубопровод

Групповая пригрузка предусматривает наличие участков трубопровода значительной протяженности, свободных от пригрузов. Под действием выталкивающей силы воды эти участки прогибаются вверх (рис. 4.18). Задавшись величиной допустимого прогиба y в середине свободного от грузов участка трубопровода, определим предельную длину группы грузов:

$$\ell = 4 \sqrt{\frac{768EIy}{2q_2(\eta^4 + 4\eta^3 + 6\eta^2) + q_1(6\eta + 2)}} , \quad (4.72)$$

где q_2 – распределенная нагрузка на участке, свободном от грузов (положительная плавучесть),

$$q_2 = q_e - q_{mp} ; \quad (4.73)$$

q_1 – распределенная нагрузка на забалластированном участке трубопровода, равная:

$$q_1 = \frac{Q_g g - \gamma_e V_g}{c + m_T} - q_2 ; \quad (4.74)$$

η - коэффициент пропорциональности

$$\eta = \frac{\ell_g}{c + m_T} - 1 . \quad (4.75)$$

Длина свободного от грузов участка трубопровода определяется как произведение $\eta\ell$, а число пригрузов – по формуле:

$$n_g = \ell(c + m_T) . \quad (4.76)$$

с округлением в большую сторону до целых чисел.

Из двух значений n_g , рассчитанных по формулам (4.71) и (4.72), выбирается после округления наименьшее n_{gmin} и окончательно устанавливается длина группы пригрузов:

$$\ell = n_{gmin}(c + m_T) - m_T , \quad (4.77)$$

а также длина свободного от грузов участка трубопровода $\eta\ell$.

Расстояние между центрами соседних групп

$$A = \ell(1 + \eta) . \quad (4.78)$$

При длине балластируемого участка трубопровода число групп найдем как отношение L/A , округленное в большую сторону, а необходимое число пригрузов

$$N = \frac{L}{A} n_{\Gamma min} . \quad (4.79)$$

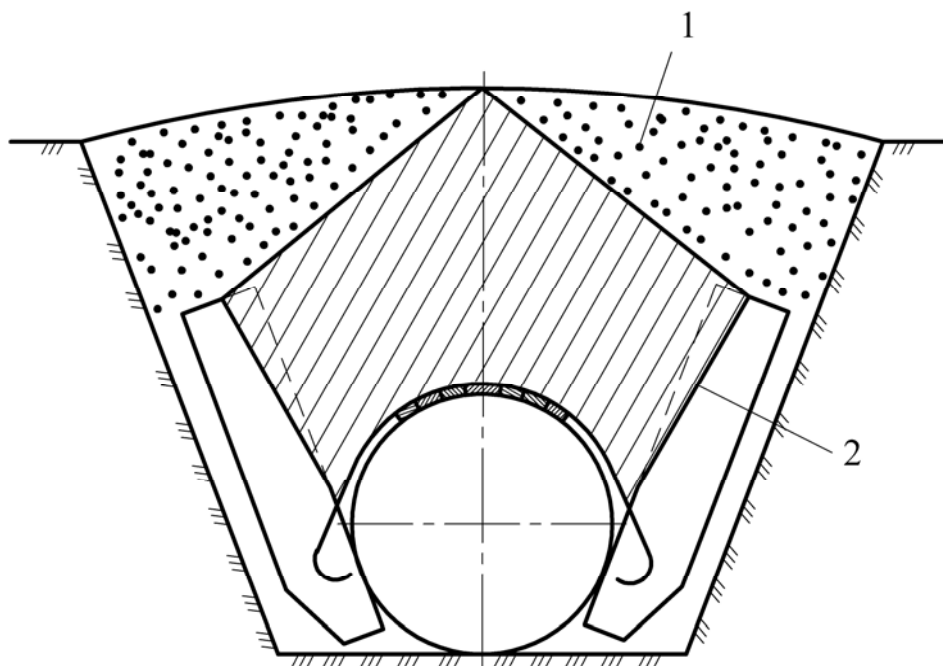


Рис.4.19. Схема балластировки с использованием минерального грунта засыпки:
1 – торф; 2 – скос

ВНИИСТом предложено техническое решение, позволяющее поднять эффективность групповой балластировки пригрузами типа УБО за счет вовлечения в работу минерального грунта засыпки, расположенного в пространстве между трубопроводом и внутренними поверхностями бетонных блоков (рис.4.19). Балластирующую способность грунта q_{zp} можно оценить по формуле:

$$q_{zp} = n_{zp} \gamma_{взв} F_{zp} , \quad (4.80)$$

где n_{zp} – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый для грунта равным 0,8; $\gamma_{взв}$ – удельный вес грунта во взвешенном состоянии, равный:

$$\gamma_{взв} = (\gamma_{ск} - \gamma_{в}) / (1 + \varepsilon) , \quad (4.81)$$

где $\gamma_{ск}$ – удельный вес скелета грунта; ε – коэффициент пористости грунта; F_{zp} – площадь поперечного сечения призмы минерального грунта.

С учетом (4.80) формула (4.74) приобретает вид:

$$q_1 = \frac{Q_r g - \gamma_v V_r + q_{zp}}{c + m_T} - q_2 \quad (4.82)$$

Балластировка закрепленным грунтом [30; 52] производится отдельными перемычками или сплошным слоем, рис.4.20, размеры которых определяются соответствующими расчетами в зависимости от диаметра трубопровода, физико-механических свойств грунта, размеров траншеи.

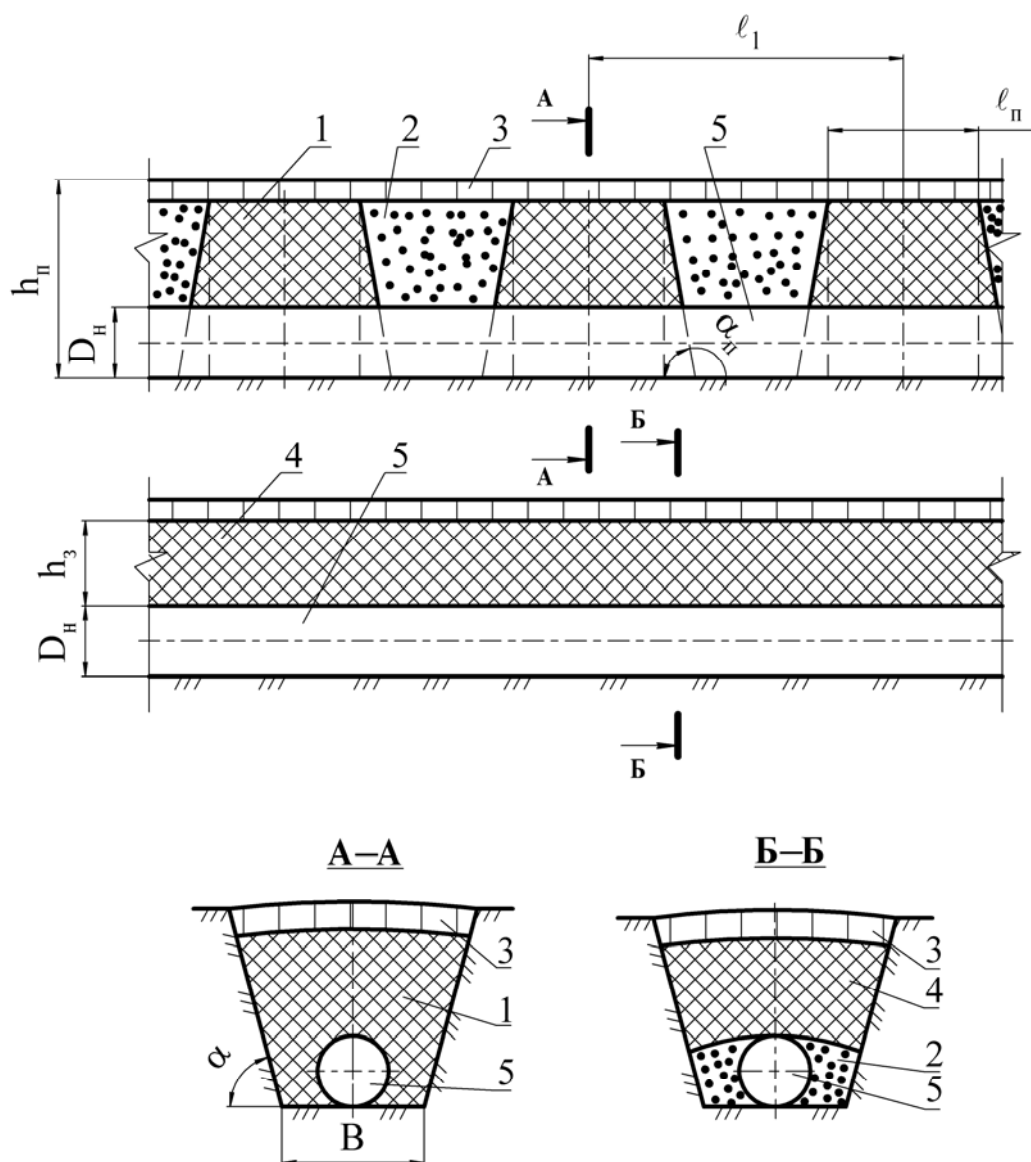


Рис.4.20. Схемы балластировки закрепленным грунтом:
1 – перемычка из закрепленного грунта; 2 – минеральный грунт; 3 – рекультивационный слой; 4 – сплошной слой закрепленного грунта; 5 – трубопровод

Балластировку сплошным слоем из закрепленного грунта предпочтительнее использовать при строительстве трубопроводов диаметром 720 мм и менее.

В качестве удерживающей способности одного погонного метра перемины P_{y0} принимается величина ее сопротивления поперечным вертикальным перемещениям трубопровода единичной длины P_c за вычетом выталкивающей силы воды q_6 :

Расчетная схема и определение удерживающей способности перемычки приведена на рис. 4.21. В соответствии с ним величина сопротивления грунта перемычки P_c состоит из двух составляющих: веса грунта непосредственно над трубопроводом P_{zp} и результирующей сил сцепления грунта $P_{сц}$ по двум плоскостям среза, проекции которых представлены на схеме отрезками AB и CD :

где P_{zp} определяется по формуле:

здесь V – объем единицы длины перемычки, находящейся непосредственно над трубой (ограничен фигурой ABCD, см.рис.4.21).

$$V = F_n \cdot 1 = D_n h_o - \frac{\pi D_n^2}{8} , \quad (4.86)$$

т.е. объем численно равен площади фигуры АВСДЕ; $\gamma_{з.зр}$ – удельный вес закрепленного грунта.

Величина $P_{сц}$ находится из выражения:

$$P_{сц} = 2 \tau_{ср} \cdot F_{ср} , \quad (4.87)$$

где $\tau_{ср}$ – средние касательные напряжения по плоскостям среза

$$\tau_{ср} = e_{ср} \cdot \varphi_{з.зр} + c_{з.зр} \cdot k_n . \quad (4.88)$$

Здесь $e_{ср}$ – активное давление грунта на уровне середины высоты h_o , $\varphi_{з.зр}$, $c_{з.зр}$ – угол внутреннего трения и сцепление закрепленного грунта, для закрепленного суглинка, например $\varphi_{з.зр} = 13^\circ 14'$; $c_{з.зр} = 0,026$ МПа.

Следует иметь в виду, что значение сцепления получено в лабораторных условиях. Учитывая, что в условиях трассы невозможно обеспечить такое же качество, при расчете балластировки трубопроводов вводится коэффициент понижения сцепления $k_n = 0,2$; $F_{ср}$ – площадь одной плоскости среза единичной длины, численно равной h_o .

Величину $e_{ср}$ определим как

$$e_{ср} = \gamma_{з.зр} \cdot \frac{h_o}{2} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{з.зр}}{2} \right) . \quad (4.89)$$

Для данного расчетного случая выталкивающая сила воды определяется как обычно, по формуле (4.61).

С учетом (4.84 – 4.89) окончательное выражение для определения удерживающей способности из закрепленного грунта примет вид:

$$P_{y\partial} = V(\gamma_{з.зр} - \gamma_в) + 2h_o \cdot c_{з.зр} \cdot k_n + \gamma_{з.зр} \cdot h_o^2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{з.зр}}{2} \right) \operatorname{tg} \varphi_{з.зр} . \quad (4.90)$$

При балластировке непрерывным слоем выражение (4.90) имеет несколько иной вид:

$$P_{y\partial} = D_n \cdot h_{з.зр} (\gamma_{з.зр} - \gamma_в) + 2h_{з.зр} \cdot c_{з.зр} \cdot k_n + \gamma_{з.зр} h_o^2 \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{з.зр}}{2} \right) \operatorname{tg} \varphi_{з.зр} , \quad (4.91)$$

где $h_{з.зр}$ – толщина слоя закрепленного грунта.

Имея в виду, что устойчивость против всплытия будет обеспечена, если

$$q_2 \leq P_{y\partial} \quad , \quad (4.92)$$

получим выражение для определения толщины слоя закрепленного грунта путем совместной записи (4.92) и (4.91):

$$h_{3.зп} = \frac{q_2 - \gamma_{3.зп} h_o^2 \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{3.зп}}{2} \right) \operatorname{tg} \varphi_{3.зп}}{D_n (\gamma_{3.зп} - \gamma_6) + 2c_{3.зп} \cdot k_n} \quad . \quad (4.93)$$

Расстояние между двумя соседними перемычками ℓ_1 обуславливается удерживающей способностью одного погонного метра перемычки $P_{y\partial}$, длиной перемычки ℓ_n и величиной требуемой интенсивности балластировки q_2 и равно длине отрезка трубопровода, устойчивость которого на дно обводненной траншеи обеспечивается одной балластирующей перемычкой, см. рис. 4.20.

Оно определяется из соотношения $L_1 : L_2 = P_{y\partial} : q_2$, откуда

$$L_1 = L_n \cdot \frac{P_{y\partial}}{q_2} \quad . \quad (4.94)$$

Величина L_n находится из выражения:

$$L_n = \frac{V_n - 2V_B}{V_{зп}} \quad , \quad (4.95)$$

где V_n – объем грунта в перемычке, подлежащего закреплению

$$V_n = \frac{M_{ск}}{\rho_{ск}} = \frac{M_в}{k_\partial \cdot \rho_{ск}} \quad , \quad (4.96)$$

здесь $M_{ск}$ – масса скелета грунта в перемычке, подлежащая закреплению; $M_в$ – масса вяжущего продукта ВМТ; k_∂ – дозировка вяжущего по массе скелета грунта; $\rho_{ск}$ – плотность скелета грунта.

В выражении (4.45) $V_{зп}$ – объем грунта в одном погонном метре средней части перемычки:

$$V_{зп} = \left(F_T - \frac{\pi D_n^2}{4} \right) \quad , \quad (4.97)$$

где F_T – площадь поперечного сечения траншеи; V_{ϕ} – объем грунта в боковом откосе перемычки

$$V_{\phi} = \left(\frac{h_n^2 B_T}{2} + \frac{\pi D_n^3}{8} - \frac{\pi h_n D_n^2}{4} \right) \operatorname{ctg} \alpha_n + \frac{1}{3} h_n^3 \operatorname{ctg} \alpha \cdot \operatorname{ctg} \alpha_n . \quad (4.98)$$

Величина L_1 , определяемая по формуле (4.94), не может быть произвольной, она ограничена допустимым значением, которое в свою очередь находится из условия прочности трубопровода, заключенного между двумя перемычками.

Максимальное расстояние между перемычками из условия прочности трубопровода определяется по формуле:

$$L_1 = \sqrt{\frac{12 \cdot W \cdot \sigma_u}{q}} , \quad (4.99)$$

где W – момент сопротивления сечения трубы; σ_u – допустимое изгибающее напряжение; q – нагрузка, действующая на трубопровод

$$q = P_c + q_{mp} - q_{\phi.n} . \quad (4.100)$$

С учетом (4.96), расстояние между двумя соседними перемычками определяется по формуле:

$$L_1 = L_n \frac{P_{y\phi}}{q_2} \leq \sqrt{\frac{12 \cdot W \cdot \sigma_u}{q}} . \quad (4.101)$$

Количество перемычек определяется отдельно на прямолинейных и криволинейных участках. При этом необходимо придерживаться следующих положений.

Если на прямолинейном участке последняя перемычка не попадает на границу его с криволинейным участком, т.е. число перемычек n_n дробное

$$n_n = \frac{L}{L_1} , \quad (4.102)$$

где L – длина прямолинейного участка, то она округляется в меньшую сторону до ближайшего целого и очередная перемычка устраивается на расстоянии, соответствующем криволинейному участку.

Соответственно при переходе с криволинейного на прямолинейный участок число перемычек округляется в большую сторону.

При балластировке трубопроводов анкерными устройствами основными техническими параметрами являются расчетная несущая способность $B_{анк}$

(воспринимаемое ими усилие) и расстояние между ними ℓ_a , которые связаны между собой зависимостью:

$$\ell_a = B_{\text{анк}} / q_{\text{бал}}^H. \quad (4.103)$$

Величина $B_{\text{анк}}$ определяется по формуле:

$$B_{\text{анк}} = Z_a m_{\text{анк}} P_{\text{анк}}, \quad (4.104)$$

где Z_a – число анкеров в одном анкерном устройстве; $m_{\text{анк}}$ – коэффициент условий работы анкерного устройства; при $Z_a = 1$ или $Z_a \geq 2$, но $D_H/D_{\text{анк}} \geq 3$ $m_{\text{анк}} = 1,0$; при $Z_a \geq 2$, но $D_H/D_{\text{анк}} \leq 3$ $m_{\text{анк}}$ определяется по формуле:

$$m_{\text{анк}} = 0,25 (1 + D_H/D_{\text{анк}}). \quad (4.105)$$

$P_{\text{анк}}$ – расчетная несущая способность анкера, равная:

$$P_{\text{анк}} = \Phi_{\text{анк}} / k_H. \quad (4.106)$$

В формулах (4.105), (4.106): D_H – наружный диаметр трубопровода; $D_{\text{анк}}$ – максимальный линейный размер проекции одного анкера на горизонтальную плоскость; $\Phi_{\text{анк}}$ – несущая способность анкера; k_H – коэффициент надежности анкера, принимаемый равным 1,4 (если несущая способность анкера определена расчетом) или 1,25 (если несущая способность анкера определена по результатам полевых испытаний статической нагрузкой).

Расстояние ℓ_a должно удовлетворять проверке трубопровода по деформациям (см. п. 2.2), в которой изгибающие напряжения представлены как:

$$\sigma_H = \pm M / W. \quad (4.107)$$

где M – максимальный изгибающий момент, имеющий место в точках закрепления трубопровода анкерными устройствами,

$$M = q \cdot \ell_a^2 / 12. \quad (4.108)$$

Число анкерных устройств, необходимых для балластирования участка трубопровода длиной L , определяют по формуле (4.68), приняв $\ell_r = \ell_a$.

Несущая способность анкера зависит от его конструкции и типа грунта, в который погружается анкер. По конструкции различают винтовые анкеры (ВАУ, АС, АЛ), раскрывающиеся анкеры (АР) и гарпунные (выстреливаемые) анкеры (АВ).

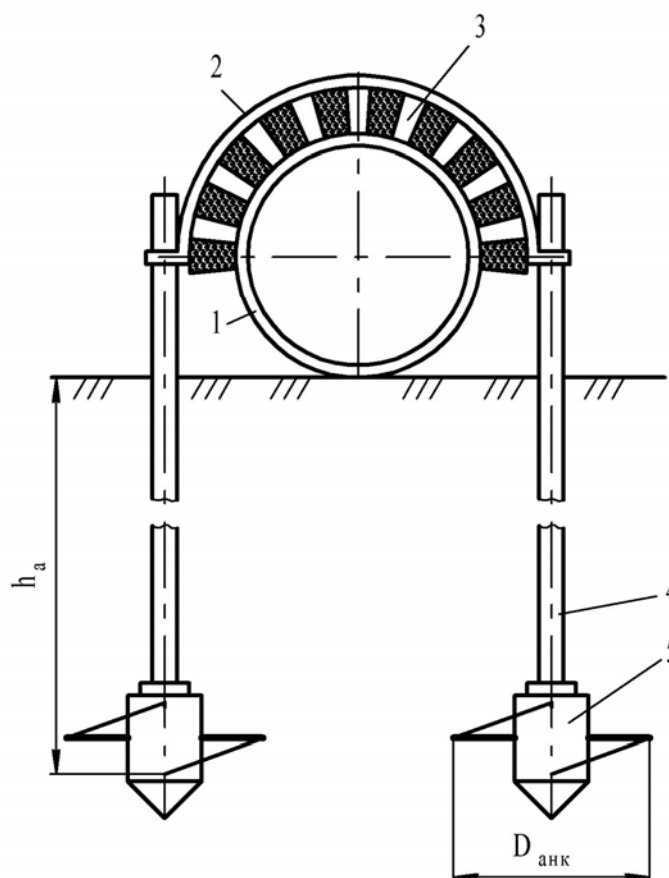


Рис.4.22. Схема закрепления трубопровода винтовым анкерным устройством:
1 – трубопровод; 2 – силовой пояс; 3 – футеровочный мат; 4 – штанга анкерная; 5 – винтовая лопасть

Винтовые анкеры ВАУ-1(рис.4.22) предназначены для закрепления от всплытия трубопроводов диаметром от 273 до 1420 мм, прокладываемых в условиях обводненной и заболоченной местности [22]. Несущая способность анкера $\Phi_{анк}$ обеспечивается винтовой лопастью и определяется как:

$$\Phi_{анк} = m_a \cdot P_{np} , \quad (4.109)$$

где m_a – коэффициент условий работы (табл.4.7); P_{np} – предельное (критическое) сопротивление анкера, определяемое экспериментальным путем или по формуле:

$$P_{np} = (A \cdot c_{zp} + B \cdot \gamma_{zp} \cdot h_a) F_l , \quad (4.110)$$

где A, B – коэффициенты, зависящие от угла внутреннего трения грунта в рабочей зоне лопасти винта (табл.4.8); c_{zp} – сцепление грунта в рабочей зоне лопасти винта (табл.4.9); γ_{zp} – средневзвешенный удельный вес грунтов, залегающих от дна траншеи до отметки заложения лопастей анкера (см.табл. 4.9); h_o – глубина заложения лопастей от дна траншеи; F_l – площадь лопастей анкера, равная:

$$F_{\text{л}} = \pi \cdot D_{\text{анк}}^2 / 8 , \quad (4.111)$$

где $D_{\text{анк}}$ – диаметр винтовой лопасти.

Промышленностью выпускаются винтовые анкеры с диаметрами лопастей 0,2; 0,3; 0,4; 0,45; 0,5 м (табл. 4.10).

Экспериментальные значения $P_{\text{пр}}$, полученные путем выдергивания винтовых анкеров, завинченных в мягкопластичные глины и суглинки, а также в пластичные супеси на глубину не менее шести диаметров лопасти, представлены в табл. 4.10.

Таблица 4.7

Значения коэффициентов m_a

Грунты, вид и состояние	Коэффициент условий работы при выдергивающей нагрузке
Глинистые	
твердые, полутвердые и тугопластичные	0,7
мягкопластичные	0,7
текучепластичные	0,6
Пески:	
маловлажные	0,7
влажные	0,6
водонасыщенные	0,5
Супеси:	
твердые	0,7
пластичные	0,6
текучие	0,5

Таблица 4.8

Значения коэффициентов A и B

Угол внутреннего трения, градус	A	B	Угол внутреннего трения, градус	A	B
10	6,2	2,1	24	13,5	7,0
12	6,6	2,4	26	16,8	9,2
14	7,1	2,8	28	21,2	12,3
16	7,7	3,2	30	26,9	16,5
18	8,6	3,8	32	34,4	22,5
20	9,6	4,5	34	44,5	31
22	11,1	5,5	36	59,6	44,4

Раскрывающиеся анкеры типа АР предназначены для закрепления от всплытия трубопроводов диаметром 1020-1420 мм в условиях обводненной и заболоченной местности, болот всех типов, на сезонно обводняемых поймах рек, на руслах малых рек и ручьев [22;56]. Несущая способность анкера обеспечивается лопастями трапецеидальной формы, шарнирно закрепленными на штанге. Анкер погружается в грунт под действием ударной нагрузки и раскрывается обратным частичным выдергиванием на 1,2-1,5 м. Разработаны

Таблица 4.9

Физико-механические характеристики грунтов Западной Сибири

Вид грунта	Удельный вес $\gamma_{гр}$, Н/м ³	Угол внутреннего трения $\varphi_{гр}$, град	Сцепление $c_{гр}$, Па
Суглинок желтовато-серый с пятнами ожелезнения	$2,0 \cdot 10^4$	24	$2,68 \cdot 10^4$
Суглинок серый тугопластичный с гнездами рыхлого песка	$1,89 \cdot 10^4$	30	$1,129 \cdot 10^4$
Супесь серая влажная	$1,97 \cdot 10^4$	39	$0,25 \cdot 10^4$
Суглинок легкий текучий	$1,9 \cdot 10^4$	36	$0,375 \cdot 10^4$
Песок мелкий водонасыщенный	$2,12 \cdot 10^4$	28	$0,2 \cdot 10^4$

Таблица 4.10

Технические параметры винтовых анкеров

Диаметр лопасти анкера, м	Рекомендуемые диаметры трубопровода, мм	Предельное сопротивление анкера, Н
0,2	273-530	$1,38 \cdot 10^4$
0,3	426-820	$3,0 \cdot 10^4$
0,4	720-1020	$5,3 \cdot 10^4$
0,45	1020-1220	-
0,5	1220-1420	$8,3 \cdot 10^4$

двухпластные модификации анкеров АР-401-2А, АР-401-2Л-У, АР-401-2Л-УМ и четырехлопастные модификации с лопастями в одном уровне АР-403-Л, АР-403-АМ, АР-403, АР-403-А и в двух уровнях АР-401, АР-404. Общий вид одного из анкеров АР-401 показан на рис. 4.23.

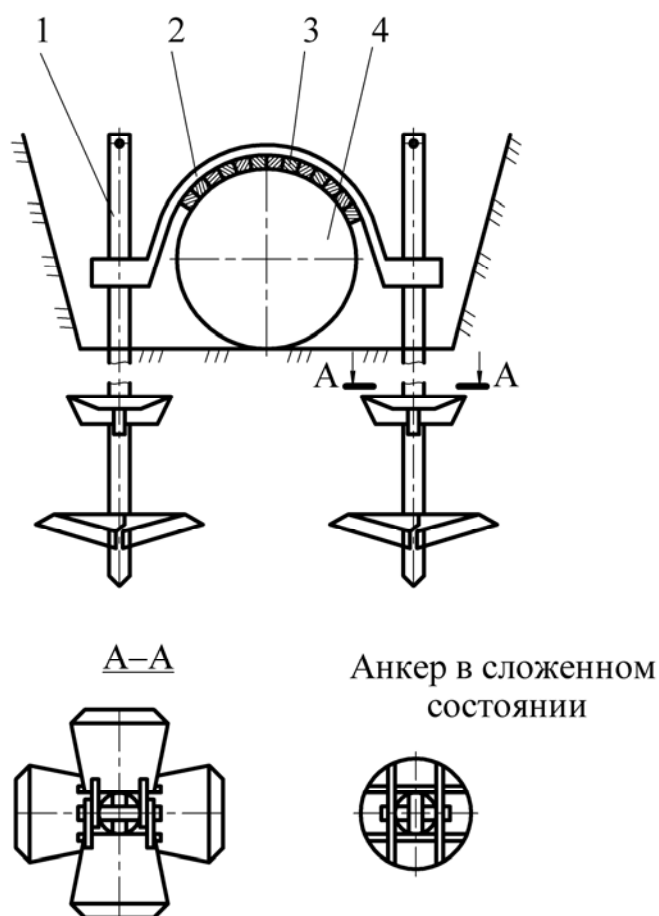


Рис.4.23. Конструкция раскрывающегося анкера АР-401;

1 – анкер; 2 – силовой пояс; 3 – мат (прокладка) для защиты изоляции; 4 – труба

Несущая способность раскрывающегося анкера и его предельное сопротивление определяются по формулам (4.110) и (4.111), при этом в качестве F_a принимается суммарная площадь проекций лопастей на горизонтальную плоскость. Значения F_a для различных модификаций анкеров приведены в табл.4.11.

Результаты экспериментального определения P_{np} представлены в табл. 4.12. Минеральные грунты разбиты на группы по следующему признаку:

группа I – мягкопластичные глины и суглинки, пластичные супеси;

группа II – пески мелкие, плотные и средней плотности, маловлажные, влажные и водонасыщенные, полутвердые тугопластичные глины и суглинки;

группа III – пески гравелистые, крупные и средней зернистости, маловлажные, влажные и водонасыщенные, твердые супеси, глины и суглинки.

Трубопроводы диаметром до 820 мм можно закреплять выстреливаемыми анкерами АВ [56] (см.табл. 4.12).

Таблица 4.11

Технические параметры анкеров АР

Модификация анкера	Площадь F_n , м ²	Предельное экспериментальное сопротивление, кН		
		грунта группы I	грунт группы II	грунт группы III
АР-401	1,0	250	420	530
АР-401-2Л	0,5	120	210	310
АР-401-2Л-У	1,0	240	400	600
АР-401-2Л-УМ	0,98	200	350	520
АР-403	1,0	200	350	520
АР-403-Д	1,0	210	360	540
АР-403-М	1,0	220	380	570
АР-403-АМ	0,5	140	240	360
АР-403-А	0,5	120	210	310

Таблица 4.12

Технические параметры анкеров АВ

Диаметр трубопровода, мм	Модификация анкера АВ	Предельное экспериментальное сопротивление, Н
До 426	Цилиндрический АВ-1	$(0,6-1,8) \cdot 10^4$
426-530	С ершом из прутьев АВ-П	$(2,4-5,4) \cdot 10^4$
530-820	С поворотной лопастью АВ-Ш	$(2,6-7,3) \cdot 10^4$

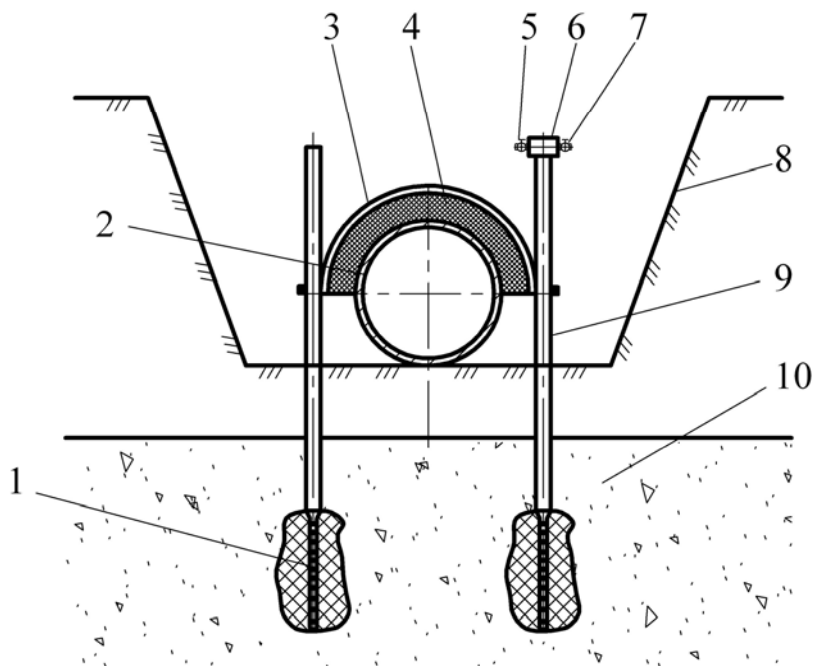


Рис.4.24. Способ балластировки трубопровода анкер-инъекторами:

1 – инъектируемый вяжущий продукт “корень анкера”; 2 – трубопровод; 3 – силовой пояс; 4 – защитный коврик и футеровочный мат; 5 – штуцер для подачи вяжущего; 6 – корпус сменного оголовка; 7 – штуцер для подачи вяжущего; 8 – траншея трубопровода; 9 – тяга анкера; 10 – минеральный грунт

Для закрепления трубопровода на проектных отметках могут также использоваться **анкер-инъекторы** (рис. 4.24).

Внедрение анкер-инъекторов производят на расчетную глубину 4-8 м в зависимости от свойств грунта. После внедрения осуществляют инъектирование вяжущего продукта в грунт через тяги анкера, перфорированные в нижней части. Вяжущий продукт закачивают через сменный разъемный оголовок (Пат. № 2184299 Россия. Способ закрепления трубопровода; РД 39 Р – 00147105 – 028 – 02. Инструкция по балластировке трубопровода с применением анкер-инъекторов).

В качестве закрепляющего вяжущего вещества могут быть использованы нефтяные битумы и мастики, цементные растворы, силикаты натрия, различные смолы и другие жидкие водонерастворимые быстротвердеющие вещества.

Закачиваемое через тягу анкера закрепляющее вяжущее вещество постепенно затвердевает и образует «корень» анкера, длина и диаметр которого определяют несущую способность анкерного устройства. Для повышения удерживающей способности винтовых анкерных устройств также можно закачивать закрепляющее вяжущее вещество через тягу анкера, представляющего собой перфорированную трубу диаметром 57-76 мм. При этом происходит восстановление структуры грунта, разрушенной винтовым наконечником анкерного устройства. После затвердевания вяжущего вещества водоустойчивость и удерживающая способность грунта значительно увеличиваются.

4.2.2. Фильтрационный расчет при строительстве трубопровода на болотах и заболоченных землях

Цель расчета: определить количество воды, поступающей в траншею в единицу времени и подобрать соответствующие водоотливные средства.

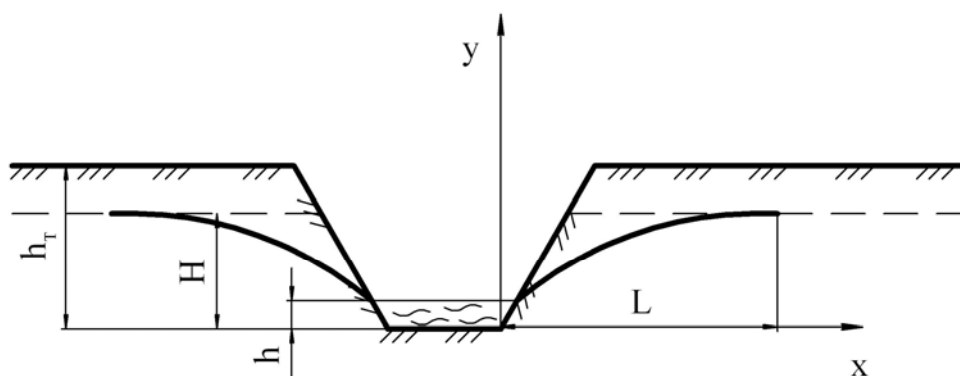


Рис.4.25. Схема фильтрационного расчета

На рис. 4.25 показана расчетная схема, представляющая собой поперечное сечение траншеи и прилегающих к ней участков. Депрессионная поверхность представлена депрессионной кривой. Вследствие малой скорости вода движется ламинарным потоком. Течение будем считать:

- установившимся, т.е. таким, при котором в каждой данной точке скорость движения с течением времени не меняется;
- неравномерным, т.е. таким, при котором площадь сечения потока изменяется по длине депрессионной кривой L .

Приток воды через одну из боковых стенок в траншею единичной длины q_{cm} определяется по формуле:

$$q_{cm} = k_{\phi} (H^2 - h^2) / L , \quad (4.112)$$

где k_{ϕ} – коэффициент фильтрации, определяемый на специальных лабораторных установках, непосредственно на месте способом пробных откачек или ориентировочно по табл. 4.13 [56]; H – расстояние от дна траншеи до уровня грунтовых вод; h – величина, характеризующая уровень воды в траншее; L – длина депрессионной кривой.

Приток воды через обе боковые стенки в траншею длиной ℓ

$$Q = 2q_{cm}\ell = k_{\phi}\ell \frac{H^2 - h^2}{L} . \quad (4.113)$$

Длина депрессионной кривой определяется по эмпирической формуле Зихарда:

$$L = 3000(H - h)\sqrt{k_{\phi}} ; \quad (4.114)$$

Таблица 4.13

Средние значения коэффициентов фильтрации

Виды грунтов	k_{ϕ} , м/с
Крупный и средний песок	$(1-10) \cdot 10^{-3}$
Мелкий песок	$(1-10) \cdot 10^{-4}$
Торфы слабой степени разложения, супеси	$(1-10) \cdot 10^{-5}$
Торфы средней степени разложения, легкие суглинки	$(1-10) \cdot 10^{-6}$
Торфы высокой степени разложения, суглинки	$(1-10) \cdot 10^{-7}$
Торфы очень высокой степени разложения, легкие глины	$(1-10) \cdot 10^{-8}$

или по формуле Кусакина:

$$L = 575(H - h)\sqrt{Hk_{\phi}} . \quad (4.115)$$

Величина h отыскивается из условия устойчивого положения порожнего заглушенного трубопровода на дне обводненной траншеи без всплытия:

$$q_{mp} = q_{\phi} , \quad (4.116)$$

где $q_{тр}$ – вес единицы длины трубопровода $q_{тр} = q_m + q_{из}$; $q_в$ – выталкивающая сила воды.

Расчетная схема для определения $q_в$ представлена на рис. 4.26.

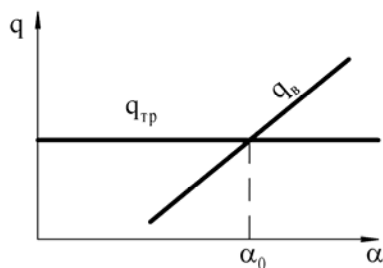


Рис.4.26. График зависимости $q=f(\alpha)$

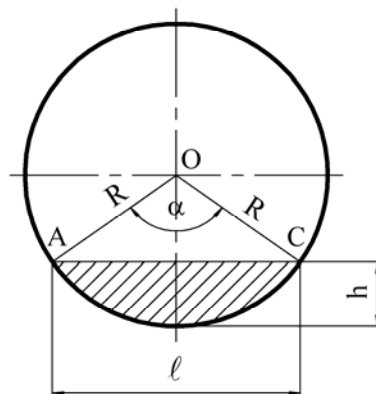


Рис.4.27. Расчетная схема к определению $q_в$

Заштрихованный сегмент соответствует погруженной в воду части трубопровода.

Тогда

$$q_в = \gamma_в F_{сегм} , \quad (4.117)$$

где площадь сегмента $F_{сегм}$ находится как разность площадей сектора и треугольника АОС:

$$F_{сегм} = F_{сект} - F_{треуг} . \quad (4.118)$$

Здесь

$$F_{сект} = \alpha \frac{R^2}{2} ; \quad (4.119)$$

$$F_{треуг} = \frac{1}{2} (H - h) \ell_{хорды} ; \quad (4.120)$$

$$\ell_{хорды} = 2 \sin \frac{\alpha}{2} . \quad (4.121)$$

Задаваясь рядом значений α (в интервале $100^\circ - 200^\circ$) рассчитываем соответствующие величины $q_в$ и строим график зависимости $q_в = f(\alpha)$ (рис. 4.27). Для определения h в формуле (4.120) используем зависимость:

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{H-h}{R}. \quad (4.122)$$

Точка пересечения графика с линией, представляющей q_{mp} , показывает искомый угол α_o , при котором выполняется условие (4.116). Еще раз, используя зависимость (4.122), находим соответствующее устойчивому положению трубопровода значение h .

4.2.3. Определение параметров взрывных работ при устройстве траншей и каналов на болотах

Разработку траншей на болотах с помощью энергии взрыва рекомендуется применять с использованием водоустойчивых взрывчатых веществ, предложенными ВНИИСТом методами горизонтальных удлиненных шнуровых зарядов, сосредоточенных зарядов и вертикальных скважинных зарядов.

Метод горизонтальных удлиненных зарядов применяется при разработке траншей глубиной до 3-3,5 м и шириной поверху до 10-15 м на открытых и слабозалесенных болотах. При этом вначале образуют зарядную траншею необходимой глубины, куда затем укладывают основной заряд, в результате взрыва которого образуется траншея расчетного профиля.

Прострелочные заряды для формирования зарядной траншеи втапливают на 0,2-0,3 м в поверхностный слой обводненного мохового покрова или торфа. Расчетная глубина зарядной траншеи h_3 должна составлять 0,3-0,5 проектной глубины траншеи под трубопровод h_T .

Диаметр поверхностных или малозаглубленных удлиненных горизонтальных прострелочных зарядов d_n рассчитывают по формуле:

$$d_n = \frac{2R_{сж}}{K\sqrt{\pi\rho_в}}, \quad (4.123)$$

где $R_{сж}$ – радиус видимого сжатия грунта взрывом, равный расстоянию от центра заряда до дна выемки, образуемой взрывом:

$$R_{сж} \approx h_3 - (0,2 - 0,3) \text{ м}; \quad (4.124)$$

K – коэффициент сжатия грунта взрывом, при использовании аммонита №6 ЖВ в малоплотных торфах $K=0,4$; $\rho_в$ – плотность взрывчатого вещества.

После образования зарядной траншеи и установления ее соответствия расчетным данным производят укладку в нее основного заряда. Взрывные параметры траншеи рассчитывают в следующем порядке.

Заданная проектная глубина траншеи h_T включает два слагаемых:

$$h_T = W + R_{сж} , \quad (4.125)$$

где W – линия наименьшего сопротивления, равная расстоянию от оси заряда до поверхности болота, $W = (0,3-0,5) h_T$; $R_{сж}$ – радиус видимого сжатия, определяемый по эмпирической зависимости:

$$R_{сж} = K \sqrt{Q_{зар.n}} , \quad (4.126)$$

здесь $Q_{зар.n}$ – масса заряда длиной 1 м.

Зная величины h_T и W , из формулы (4.125) можно определить $R_{сж}$. Подставляя значение радиуса в выражении (4.126) определим

$$Q_{зар.n} = \left(\frac{R_{сж}}{K} \right)^2 , \quad (4.127)$$

откуда получим диаметр основного удлиненного заряда:

$$d_{осн} = \sqrt{\frac{4Q_{зар.n}}{\pi \rho_6}} . \quad (4.128)$$

Величину $Q_{зар.n}$ можно найти также по формуле:

$$Q_{зар.n} = A_6 W^2 f(n) . \quad (4.129)$$

где A_6 – удельный расход ВВ, равный для среднеразложившегося торфа при использовании аммонита №6 ЖВ $A_6=0,5-0,7$ кг/м³; $f(n)$ – функция, зависящая от показателя действия взрыва:

$$f(n) = n^2 + 0,4n - 0,4 . \quad (4.130)$$

Показатель действия взрыва определим, задаваясь шириной траншеи по верху B_6 :

$$n = B_6 / 2W . \quad (4.131)$$

Метод сосредоточенных зарядов применяется на глубоких болотах, покрытых лесом, и заключается в том, что по оси будущей траншеи на расчетном расстоянии одна от другой взрывным способом образуют зарядные воронки, в которые помещают сосредоточенные заряды. В результате их взрыва образуется линейная выемка требуемого профиля.

Первоначально в торфяном слое устраивают проколы или шпуров диаметром до 100 мм для размещения прострелочных зарядов (рис. 4.28).

Глубину расположения прострелочного заряда (расстояние от его центра до поверхности болота) W_n найдем, исходя из следующих рассуждений.

Известно, что глубина расположения сосредоточенных зарядов (расстояние от их центра до поверхности болота) W_c связана с проектной глубиной траншеи h_T соотношением $W_c = (0,3-0,5)h_T$. Подобным соотношением связаны W_n и глубина зарядной воронки $h_{3,в}$ - $W_n = (0,3-0,5)h_{3,в}$. Если принять $h_{3,в} \approx W_c$, то ориентировочно $W_n \approx (0,1-0,25)h_T$. Величина прострелочного заряда выброса

$$Q_{зар.н} = 1,83 A_6 W_n^3 f(n) , \quad (4.132)$$

где $f(n)$ – функция, зависящая от показателя действия взрыва, $f(n) = 0,25 + 0,75n^3$.

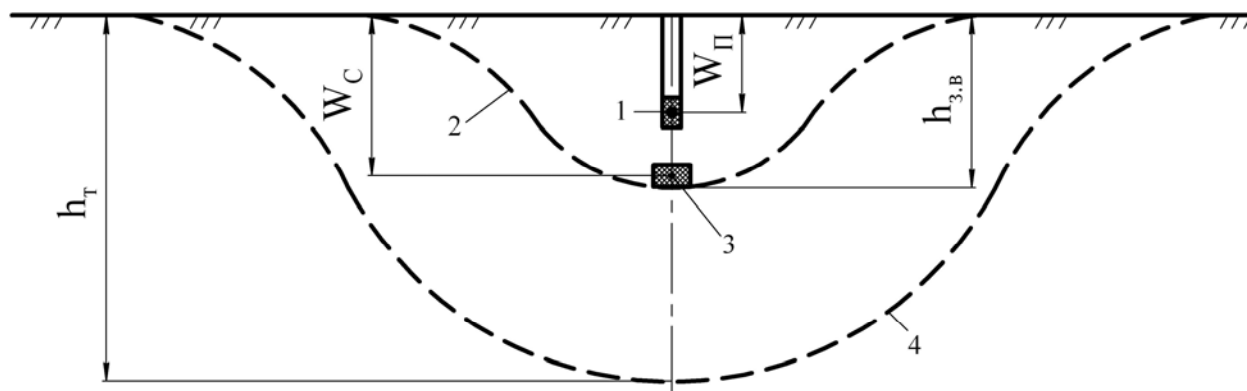


Рис.4.28. Схема расположения прострелочного и сосредоточенного зарядов:
1 – прострелочный заряд; 2 – контур зарядной воронки; 3 – сосредоточенный заряд; 4 – контур траншеи

Расстояние между прострелочными зарядами диктуется расстоянием между сосредоточенными зарядами, располагаемыми так же в один ряд:

$$a = 0,5 W_c (n - 1) . \quad (4.133)$$

Сосредоточенные заряды из водоустойчивых ВВ помещают в обводненные зарядные воронки. При мощности торфа более $1,5 h_T$ величину сосредоточенного заряда выброса рассчитывают по формуле:

$$Q_{зар.с} = 1,83 A_6 W_c^3 (0,25 + 0,75n^3). \quad (4.134)$$

При мощности торфа менее проектной глубины траншеи величину заряда определяют по формуле М.М.Борескова:

$$Q_{зар.с} = A_6 W_c^3 (0,4 + 0,6n^3). \quad (4.135)$$

Метод скважинных зарядов целесообразно применять при сооружении траншей на болотах типов I и II. Его можно использовать как на залесенных, так и на не имеющих древесной растительности болотах. Скважины в зависимости от проектной ширины траншеи по дну можно располагать в один

или два ряда на расчетном расстоянии. Диаметр скважин не превышает 150-200 мм. Величина заряда выброса зависит от глубины траншеи h_t , свойств грунта и показателя действия взрыва:

$$Q_{зар.с} = A_g h_t^3 (0,84 + 0,16n^3) , \quad (4.136)$$

где показатель n изменяется в пределах от 1,0 до 2,5. Удельный расход аммонита №6 ЖВ при взрывах на выброс при зольности торфа 20% составляет 0,58 кг/м³, при зольности 30% - 0,59 кг/м³, при зольности 40%- 0,61 кг/м³, при зольности 50% - 0,65 кг/м³, при зольности 60% - 0,71 кг/м³, при зольности 70% - 0,84 кг/м³.

4.3. Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых, просадочных и пучинистых грунтах

Многолетнемерзлые (вечномерзлые) грунты занимают сравнительно большую территорию – 23% земной поверхности (в России – 47% - это районы Крайнего Севера, Кавказ, Южный Урал и др.).

Особенностями строительства и эксплуатации трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, определяющими технологические и конструктивные решения, являются отрицательные температуры окружающей среды (воздух, грунт) и резкое изменение физико-механических свойств большинства грунтов при их оттаивании [10; 16; 37; 56; 114; 123; 125; 129].

Грунты всех видов называются **мерзлыми**, если они имеют отрицательную или нулевую температуру и содержат в своем составе лед; эти грунты называются **многолетнемерзлыми** (вечномерзлыми), если они находятся в мерзлом состоянии в продолжение многих (от трех и более) лет.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов поверхностный (деятельный) слой грунта, подвергающийся сезонному промерзанию и оттаиванию, называется **сезоннопромерзающим** – оттаивающий летом и промерзающий зимой, но без слияния с толщей многолетнемерзлого грунта; **сезоннооттаивающим** – оттаивающий летом и промерзающий зимой до полного слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

В многолетнемерзлых грунтах естественны, например, такие особенности:

наледь – выход в зимнее время речной или другой воды на поверхность земли;

солифлюкция – медленное вязкое течение грунта по склону рельефа, вызванное процессом сезонного его промерзания-оттаивания;

термокарст – провальные формы рельефа, образующиеся вследствие оттаивания подземного льда и льдистых вечномёрзлых грунтов;

пучение – увеличение в объеме слоя влажного грунта в процессе его промерзания, проявляющееся в подъеме поверхностного слоя;

морозобойные трещины – вертикальные трещины в грунте, образующиеся вследствие его сезонного промерзания или резких и больших температурных колебаний в зимнее время.

Глубина сезонного оттаивания изменяется от 0,2 до 3,5 м (максимально – супесь без растительного покрова), сезонного промерзания – от 0,6 до 5 м.

Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах вечномёрзлых грунтов, следует осуществлять в соответствии с требованием СНиП 2.02.04 – 88. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. – М.: ЦНТП Госстроя СССР, 1990. – 56 с., при этом при выборе трассы следует избегать участки с подземными льдами, наледями и буграми пучения, проявлений термокарста, косогоров с льдонасыщенными, глинистыми и переувлажненными пылеватými грунтами. Первый принцип, при котором вечномёрзлые грунты (ВМГ) следует использовать в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации трубопровода.

При пересечении участков пучинистых грунтов расчет на прочность, устойчивость и деформативность производят с учетом дополнительных воздействий, вызванных морозным пучением грунтов.

В случае прокладки трубопроводов с использованием грунтового основания по II принципу согласно СНиП 2.02.04-88 при расчете трубопроводов на прочность и устойчивость следует учитывать дополнительные напряжения от изгиба, вызванные неравномерной осадкой основания.

Институт «Гипроспецгаз» (г.Ленинград) при проектировании трубопроводов на многолетнемёрзлых грунтах подразделяет все участки трассы на «горячие» ($t > 0$ круглый год), «теплые» ($t_{cp.год} \geq 0$), «холодные» ($t < 0$) [129].

При пересечении участков пучинистых грунтов для расчета «холодных» трубопроводов определяют размеры зоны промерзания вокруг трубопровода, параметры пучения в зависимости от положения фронта промерзания и оценку прочности и устойчивости трубопровода вследствие его взаимодействия с грунтом.

С целью уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы или на их опоры заменяют грунт, устраивают компенсационные участки, проводят техническую мелиорацию грунтов, прокладку трубопроводов с учетом ожидаемых деформаций, применяют противопучинистые устройства для обеспечения устойчивости положения трубопроводов.

Выбор конструктивной схемы прокладки на участках многолетнемёрзлых грунтов во многом будет предопределяться просадочностью этих грунтов при оттаивании.

Категории трубопроводов, прокладываемых на ВМГ, принимают в зависимости от категории просадочности ВМГ при оттаивании и способа прокладки трубопроводов и соответствии с табл. 4.14.

Категории просадочности однородных грунтов необходимо принимать в зависимости от относительной осадки грунта при оттаивании в соответствии с табл. 4.14. При отсутствии характеристики относительной осадки грунта допускается принимать категорию просадочности грунта в зависимости от величины суммарной влажности грунтов по табл. 4.15.

При прокладке трубопроводов на косогорах с поперечным уклоном более 8° предусматривают срезку или подсыпку грунта и устройство полок. При этом срезку ВМГ допускается осуществлять только на непросадочных или малопросадочных участках при отсутствии мерзлотных процессов. На участках ВМГ, где возможно развитие мерзлотных процессов, необходимо для устройства полок обязательно проводить подсыпку грунта с проведением специальных мероприятий по повышению устойчивости полок.

С целью уменьшения напряжений в трубопроводе при его непрерывных осадках обязательно предусматривают специальные мероприятия: устройство теплоизоляции, замену грунта, укладку трубопровода с учетом ожидаемой деформации, применение опор для фиксации положения трубопровода, применение геотекстильных материалов, охлаждение грунта или перекачиваемого продукта, прокладку по типу «труба в трубе» и др.

Таблица 4.14

Категории участков трубопроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах

Категории просадочности ВМГ	Категории участков					
	газопроводов		нефтепроводов		водоводов	
	подземной	надземной	подземной	надземной	подземной	надземной
I	III	III	III	III	III	III
II	II(III)	III	II	III	II	III
III	II	III	II	III	II	III
IV	II	II	I	II	II	II
V	II	II	-	II	-	II

Примечание: В скобках указаны категории участков для одиночных «холодных» трубопроводов.

Таблица 4.15

Категории просадочности грунтов

Грунт по просадочности	Категория просадочных однородных грунтов	Относительная осадка при оттаивании	Суммарная влажность грунта, дол.ед.				Наиболее часто встречается в зоне	Рекомендуемый способ прокладки
			песок мелкозернистый	песок пылеватый, супесь легкая	супесь, суглинок, глина	торф, заторфованный грунт		
Непросадочный (без ледяных включений)	I	0,00–0,01	Менее 0,18	Менее 0,20	Менее 0,20	—	Островного распространения ВМГ	Подземная
Малопросадочный (малольдистый)	II	0,01–0,10	0,18–0,25	0,20–0,40	0,20–0,40	Менее 2,0	Островного и массивно-островного распространения	Наземная с теплоизоляцией
Просадочный (льдистый)	III	0,10–0,40**	Более 0,25	Более 0,40	0,40–1,10	2,0–12,0	Прерывистого распространения ВМГ	Наземная на опорах
Сильнопросадочный (сильнольдистый)	IV	0,4–0,60**	—	—	Более 1,10	Более 12,0	Сплошного распространения ВМГ	"
Чрезмернопросадочный (с крупными включениями подземного льда)	V	Более 0,60**	—	—	Более 1,10*	Более 12,0	Сплошного распространения ВМГ	"

*- Влажность грунта между крупными ледяными включениями.

** - Для минерального грунта просадочность без нагрузки, для торфа – под нагрузкой 0,04 МПа.

4.3.1. Тепловое взаимодействие трубопровода с многолетнемерзлым грунтом

4.3.1.1. Подземная укладка трубопровода

Основная особенность вечноммерзлых грунтов – их способность оттаивать и давать значительные осадки. Для прогнозирования возможных последствий в работе труб при оттаивании грунта необходимо рассчитывать тепловое взаимодействие грунта с трубой. Если трубопровод расположен в грунте на глубине h (рис.4.29), при температуре стенки трубы $t_{mp} > 0^\circ\text{C}$ вокруг нее образуется зона оттаивающего грунта, называемая ореолом оттаивания. Граница ореола непостоянна: она перемещается в зависимости от изменения температуры грунта и трубы.

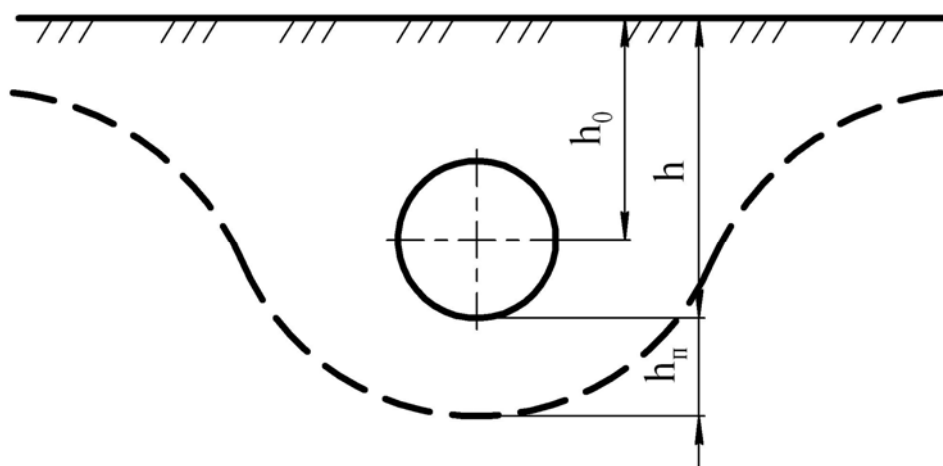


Рис.4.29. Линия оттаивания грунта

Для прогноза возможных изменений положения трубопровода важно иметь такую характеристику, как глубина протаивания грунта под трубой h_o . Это позволит рассчитать осадку труб, используя известные зависимости. Глубина протаивания грунта под трубой h_n можно определить, используя формулу Форхгеймера:

$$h_o = \frac{a(1+b)}{1-b}, \quad (4.137)$$

где

$$a = \sqrt{h_o^2 - \frac{D_n^2}{4}}; \quad (4.138)$$

$$b = \sqrt{\exp\left(-\frac{2t_{cp} \ln \frac{4h_o}{D_n}}{\frac{\lambda_T}{\lambda_M} t_{mp} - t_{cp}}\right)}; \quad (4.139)$$

h_o – расстояние от поверхности грунта до центра трубы; D_n – наружный диаметр трубы; t_{ep} – температура мерзлого грунта; t_{mp} – температура стенки трубы; λ_m, λ_t – коэффициенты теплопроводности соответственно мерзлого и талого грунтов.

Формула (4.137) определяет глубину протаивания в произвольном сечении, но поскольку трубопровод – линейное сооружение, то даже при постоянных по его длине характеристиках грунта h_o постоянной не будет, если t_{mp} будет изменяться по длине. Известно, что температура трубопровода меняется по длине, прежде всего за счет передачи тепла в окружающий трубу грунт. Например, газ в летний период поступает в трубопровод с КС, имея температуру до 70°C , а подходит к следующей КС с температурой $20-35^\circ\text{C}$; в зимний период температура может изменяться от плюс $30-40^\circ\text{C}$ до минус 30°C в зависимости от температуры окружающей среды. Графически изменение температуры по длине трубопровода для одного и того же участка можно представить, как показано, например, на рис. 4.30.

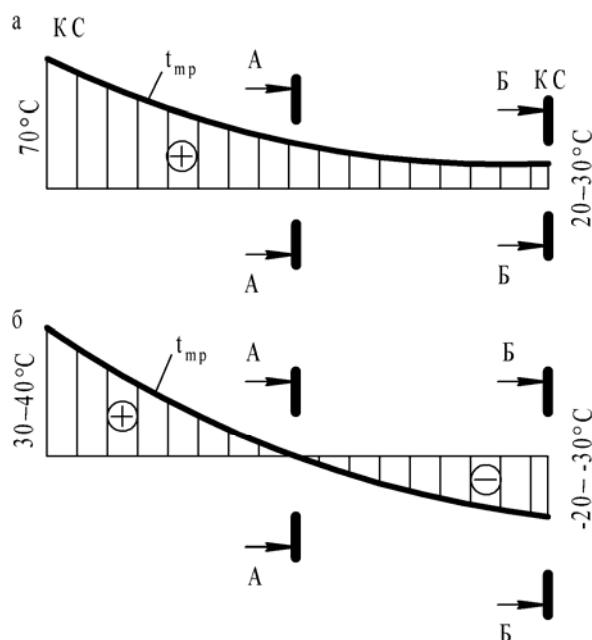


Рис.4.30. Температура по длине трубопровода:
а – летом; б - зимой

Как видно из рис. 4.30, на участке до сечения А-А трубопровод в любой период года находится в горячем состоянии, а на участке от сечения А-А до Б-Б в течение некоторого времени – в горячем состоянии, а оставшееся время года в холодном.

Следовательно, в течение всего периода эксплуатации на участке до сечения А-А в грунт будет поступать тепло, и он будет непрерывно оттаивать. На участке А-Б грунт будет периодически оттаивать и замерзать. В связи с этим приведем существующую в настоящее время классификацию (разработанную Гипроспецгазом), согласно которой участки трубопроводов делятся на горячие, холодные и теплые.

Под горячим понимается участок, температура которого в течение всего года выше 0°C ; под теплым – участок, на котором температура может быть выше и ниже 0°C , но среднегодовая – ниже нуля, под холодным – участок, температура труб на котором ниже 0°C в любое время года (может быть лишь эпизодическое повышение температуры более 0°C).

Таким образом, определив принадлежность участка трубопровода к одному из перечисленных типов, можно заранее сказать, что на горячем участке будет происходить только оттаивание грунта, на теплом – периодическое оттаивание – замерзание, а на холодном оттаивания не будет. Это позволяет заранее наметить возможные конструктивные схемы трубопроводов в соответствии с рекомендациями по классификации вечномёрзлых грунтов.

4.3.1.2. Наземная укладка трубопровода

Так же, как и в предыдущем случае, необходимо определить глубину протаивания грунта h_n под трубопроводом, уложенным в насыпи. Институтом Гипроспецгаз предложена следующая формула для глубины протаивания [129]:

$$h_n = \alpha\beta \cdot \left\{ \sqrt{\frac{2\lambda_{oc}t_{mp} \left[\tau - \frac{H_c^2(q_o + 0,5C_c t_{mp})}{2\alpha^2\beta^2\lambda_c t_{mp}} \right]}{q_o + 0,5C_{oc}t_{mp}}} + \left(\frac{H_c}{\lambda_c} \cdot \lambda_{oc} \right)^2 - \frac{H_c \cdot \lambda_{oc}}{\lambda_c} \right\}, \quad (4.140)$$

где α - коэффициент зависимости глубины протаивания от диаметра труб (рис. 4.31); β - коэффициент перехода от условий одномерной к условиям двумерной задачи (рис. 4.32); t_{mp} – температура стенки трубы в $^{\circ}\text{C}$; τ - время, в течение которого трубопровод имеет положительную температуру, в ч; H_c – толщина теплоизолирующего слоя в основании насыпи в м; q_o – количество тепла, необходимое для оттаивания 1 м^3 грунта, в Дж/м^3 ; C_c – объемная теплоемкость теплоизолирующего слоя в $\text{Дж/(м}^3 \cdot \text{град)}$; λ_c – коэффициент теплопроводности теплоизолирующего слоя в $\text{ккал/(м} \cdot \text{ч} \cdot \text{град)}$; λ_{oc} – коэффициент теплопроводности грунта в $\text{ккал/(м} \cdot \text{ч} \cdot \text{град)}$; C_{oc} – объемная теплоемкость талого грунта в $\text{Дж/(м}^3 \cdot \text{град)}$.

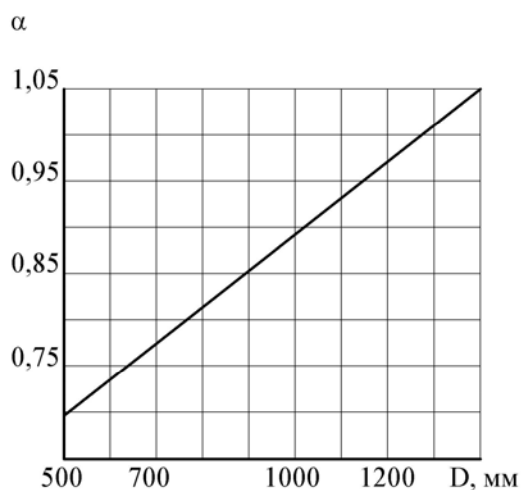


Рис.4.31. График для определения α

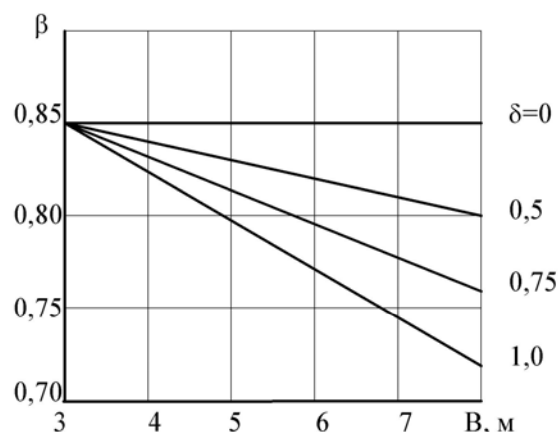


Рис.4.32. График для определения коэффициента β при различных значениях толщины экрана δ (м)

С учетом сезонного протаивания грунта от солнечной радиации к величине h_n , определяемой по (4.140), необходимо добавить величину сезонного протаивания

$$h_{c.n} = mH_{c.n} - H_n, \quad (4.141)$$

где $H_{c.n}$ - нормативная глубина сезонного протаивания; H_n - высота насыпи; m - коэффициент, учитывающий приток тепла через откосы насыпи

$$m = \sqrt{\frac{L}{L_1}}, \quad (4.142)$$

здесь L - длина поверхности насыпи; L_1 - длина основания насыпи.

Можно рекомендовать следующую последовательность расчетов трубопроводов, укладываемых в многолетнемерзлых грунтах.

В зависимости от теплового режима трубопровода устанавливают, к какому типу относится тот или иной участок (горячему, теплому или холодному). Поскольку на горячих участках сохраняется постоянная положительная температура стенки труб, то оттаивание грунта будет продолжаться непрерывно с момента пуска трубопровода. На теплых участках оттаивание будет происходить только в течение времени, когда трубопровод имеет положительную температуру. За один год таких дней может быть 50, 100, 120 и т.п. Тогда в (4.140) время τ принимается соответственно 50, 100, 120 и т.д. дней; на горячих же участках τ принимается равным расчетному сроку эксплуатации.

На холодных участках положительная температура стенок труб бывает эпизодической.

После определения глубины h_n выполняют расчет поперечных перемещений трубопровода в оттаявшем грунте и связанных с ними напряжений.

4.3.2. Механическое взаимодействие трубопровода с вечномерзлым грунтом при продольном перемещении

Оттаивание и неравномерные осадки, карсты, провалы – лишь одна группа неблагоприятных для работы трубопровода факторов. Вторая группа – это факторы, обуславливаемые вмерзанием труб в замерзающий оттаявший грунт. Это может иметь место, например, при периодических изменениях температуры перекачиваемого продукта (газа) в период перехода с летнего на зимний режим эксплуатации. Смерзание поверхности изолированных труб в десятки и даже сотни раз увеличивает силы сопротивления продольным перемещениям труб, вследствие изменения температуры стенок труб появляются значительные продольные силы, стремящиеся сдвинуть трубы в продольном направлении. Это, в свою очередь, ведет к разрушению изоляционного покрытия. Очень неблагоприятные воздействия на прочность труб оказывает пучение замерзающих грунтов, особенно в местах изменения их влажности.

Для определения температурных напряжений в мерзлых грунтах были использованы более простые реологические модели и, кроме того, приняты следующие допущения: мерзлый грунт полагается однородным и изотропным; физические показатели мерзлого грунта не зависят от температуры.

В первом приближении рассмотрим мерзлый грунт как идеально упругую среду [16].

В такой постановке продольное усилие в трубе

$$P = \frac{3D_n E a_m h (25 - 0,0312h)}{1 - \mu}, \quad (4.143)$$

где E – модуль упругости, принимаемый 10^4 Н/см²; a_m – коэффициент температуропроводности мерзлого грунта, равный $3 \cdot 10^{-4}$ 1/°С; μ – коэффициент Пуассона, равный 0,5.

Например, при глубине трещины $h=3$ м и $D_n = 1020$ мм по (4.143) имеем $P=8,6 \cdot 10^6$ Н. Аналогично можно рассчитать продольное усилие P для трубопровода любого диаметра.

Интересно отметить, что учет ползучести существенно уменьшает продольную силу. Так, для приведенного примера, при температуре грунта -4 °С и постоянной нагрузке, действующей $8 \cdot 10^3$ ч, продольная сила составит $1,98 \cdot 10^6$ Н, что в 4,34 раза меньше, чем в предыдущем случае. Здесь не приводятся формулы для расчета продольной силы с учетом вязких свойств замерзшего грунта. Ее можно определить по формуле для идеально упругого

тела (4.143) и уменьшить в 3-5 раз, что с некоторым приближением будет отражать действительную картину для трубопроводов диаметром 50-120 см.

Приведем далее методику определения продольного усилия в трубопроводе с учетом вязких свойств мерзлого грунта.

Представим свойства мерзлого грунта моделью Максвелла при периодическом изменении температуры на поверхности грунта по закону

$$\Theta = \Theta_0 \cos \omega t, \quad (4.144)$$

где Θ_0 – измеренная температура поверхности грунта (по данным

метеонаблюдений); $\omega = \frac{2\pi}{T}$ – частота температурных колебаний на

поверхности грунта; T – перепад температурных колебаний; t – время действия продольной силы.

Напряжения в грунтовой среде $\sigma_x(z)$ на глубине z (для полупространства) можно определить по формуле:

$$\sigma_x(z) = \frac{E\alpha_t\Theta_0\omega t_p}{(1-\mu)[1+(\omega t_p)^2]} \exp\left(-z\sqrt{\frac{\omega}{2a}}\right) \times \quad (4.145)$$

$$\left[\sin\left(z\sqrt{\frac{\omega}{2a}} - \omega t\right) + \omega t \cos\left(z\sqrt{\frac{\omega}{2a}} - \omega t\right) \right],$$

где t_p – время релаксации; a – коэффициент температуропроводности;

α_t – коэффициент линейного расширения грунта.

Напряжения в стенке трубы при возникновении и развитии морозобойной трещины

$$\sigma_{mp} = \frac{3E\alpha_t\Theta_0 t_p \sqrt{\omega a}}{\pi\delta(1-\mu)[1+(\omega t_p)^2]} \left\{ \exp\left(-h\sqrt{\frac{\omega}{2a}}\right) \times \right. \quad (4.146)$$

$$\times \left[\sin\left(0,8 + h\sqrt{\frac{\omega}{2a}} - \omega t\right) + \omega t_p \cos\left(0,8 + h\sqrt{\frac{\omega}{2a}} - \omega t\right) - \right.$$

$$\left. \left. - \sin(0,8 - \omega t) - \omega t_p \cos(0,8 - \omega t) \right] \right\},$$

где h – глубина трещины; δ – толщина стенки трубы.

Многочисленные расчеты показывают, что в тех случаях, когда нет достоверных исходных данных о свойствах мерзлого грунта, ориентировочно продольное усилие в трубопроводе можно определить по формуле (4.143) и уменьшить его в 3-5 раз.

4.3.3. Расчет теплоизоляции трубопроводов, прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах

Теплоизоляция позволяет уменьшить теплоотдачу от труб в грунт и соответственно уменьшить как скорость оттаивания, так и величину h_n . Наиболее целесообразна теплоизоляция при полуподземной и наземной схемах укладки. Простейшей является теплоизоляция в виде песчаной подушки под трубопроводом высотой до 1 м. Однако стоимость ее велика, а теплозащитный эффект мал. Более эффективна торфяная подушка. Наилучшие теплоизолирующие экраны из синтетических материалов, например из пенополистирола, и т.п. В этих случаях необходимо рассчитать толщину экрана.

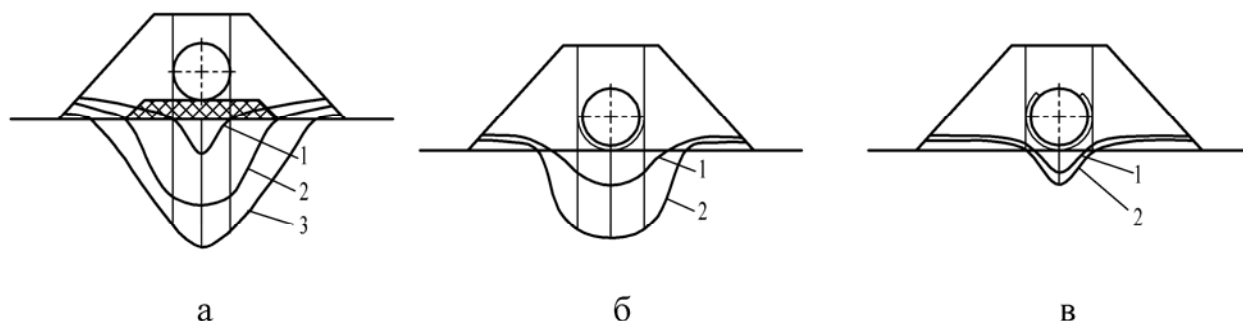


Рис.4.33. Изменение границ области оттаивания:

а – при плоском экране; б – при цилиндрическом экране с углом охвата 180° ; в – при цилиндрическом экране с углом охвата более 180° ; 1,2,3 – изотермы

Для **плоского экрана** при наземной схеме прокладки (рис.4.33, а) толщина его

$$\delta_{н.э} = \frac{2\lambda_{из}(T_g - T_3) \exp\left(-\frac{h_{дон}^2}{4a_T\tau}\right) \cdot \tau}{\left(1 - \frac{\lambda_{из}}{\lambda_T}\right) \left[\sigma(\omega_c - \omega_n) \rho_M h_{дон} - \frac{2\lambda_M \tau (T_3 - T_o) \exp\left(-\frac{h_{дон}^2}{4a_M\tau}\right)}{H - h_{дон}} \right]} - \frac{\lambda_{из} h_{дон}}{\lambda_T - \lambda_{из}}, \quad (4.147)$$

где T_g , T_3 , T_o - соответственно температура газа, температура замерзания (таяния) грунта и температура на глубине нулевых годовых амплитуд ($H_o = 10$ м), $^\circ\text{C}$; $\lambda_{из}$, λ_T , λ_M - коэффициенты теплопроводности материала соответственно изоляции (экрана), талого и мерзлого грунта в ккал/(м·ч·град); a_T , a_M - коэффициенты температуропроводности талого и мерзлого грунта, м²/ч; ω_c - суммарная влажность грунта в долях единицы; ω_n - весовое содержание

незамерзающей воды в долях единицы, определяемое для температуры, равной T_0 , °C; ρ_m – плотность скелета мерзлого грунта, кгс/м³; τ – расчетная продолжительность оттаивания грунта, ч; h_{don} – допускаемая глубина оттаивания основания под газопроводом, м; σ – удельная теплота плавления льда, ккал/кг.

Величина h_{don} принимается в зависимости от осадки грунта и допускаемой деформации трубопровода.

Для **цилиндрического экрана при наземной прокладке** толщина его (рис.4.33, б, в)

$$\delta_{ц.э} = r \times \left[\exp \left(\frac{\lambda_{из}(T_{г} - T) \varphi \sqrt{a_T \pi \tau} \cdot \operatorname{erf} \frac{\beta}{2\sqrt{a_T}}}{360 \lambda_T (T - T_3) r} \right) - 1 \right], \quad (4.148)$$

где $\delta_{ц.э}$ – толщина цилиндрического экрана, м; φ – угол охвата трубопровода экраном, град; r – радиус трубы, м; erf – функция, табулированная в математических таблицах;

$$T = T_3 + \frac{\sigma(\omega_c - \omega_n) \rho_m}{\frac{2\lambda_T \tau}{h_{don}^2} - \frac{\lambda_T}{2a_T}}; \quad (4.149)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{2\lambda_T (T - T_3)}{\sigma(\omega_c - \omega_m) + \frac{\lambda_T (T - T_3)}{2a_T}}}. \quad (4.150)$$

Для **цилиндрического экрана при подземной прокладке** толщина его

$$\delta_{ц.э} = \frac{D_{mp}}{\left(\frac{h_{don}^2 - r^2}{\lambda_{из}} - \frac{h_{don}^2}{\lambda_T} \right)} \left\{ \frac{h_{don}^2 - r^2}{\lambda_T} - \frac{h_{don}^2}{2\lambda_T} \ln \frac{h_{don}}{r} + \right. \\ \left. + \frac{\varphi T_{г} \tau}{360 [\sigma(\omega_c - \omega_n) \rho_m + 0,5 C_T \rho_T T_{г}]} \right\}, \quad (4.151)$$

где C_T – теплоемкость грунта в талом состоянии, ккал/кг·град; ρ_T – плотность грунта в талом состоянии, кгс/м³.

По формуле (4.147) сделаны оценочные расчеты толщины теплоизоляционных плоских экранов при наземной прокладке газопровода диаметром 1420 мм. Предполагая, что газ после компримирования охлаждается в воздушных холодильниках, рассматриваем вариант при $T_{г} = 13,4$ °C.

Продолжительность работы трубопровода при указанной температуре принимается 5 месяцев ($\tau = 3600$ ч). Примем далее $\lambda_r = 1,3$ ккал/(м·ч·град); $a_T = 0,0024$ м²/ч; $(\omega_c - \omega_n) \times \rho_m = 235$ кгс/м³; $T_3 = 0$ °С; $\lambda_{из} = 0,033$ ккал/(м·ч·град). Расчеты показывают, что, задаваясь $h_{дон} = 1,5$ м и $T_r = 13,4$ °С, получаем необходимую толщину плоского экрана около 80 мм. При тех же условиях толщина цилиндрического экрана составляет 40 мм при угле охвата 180°.

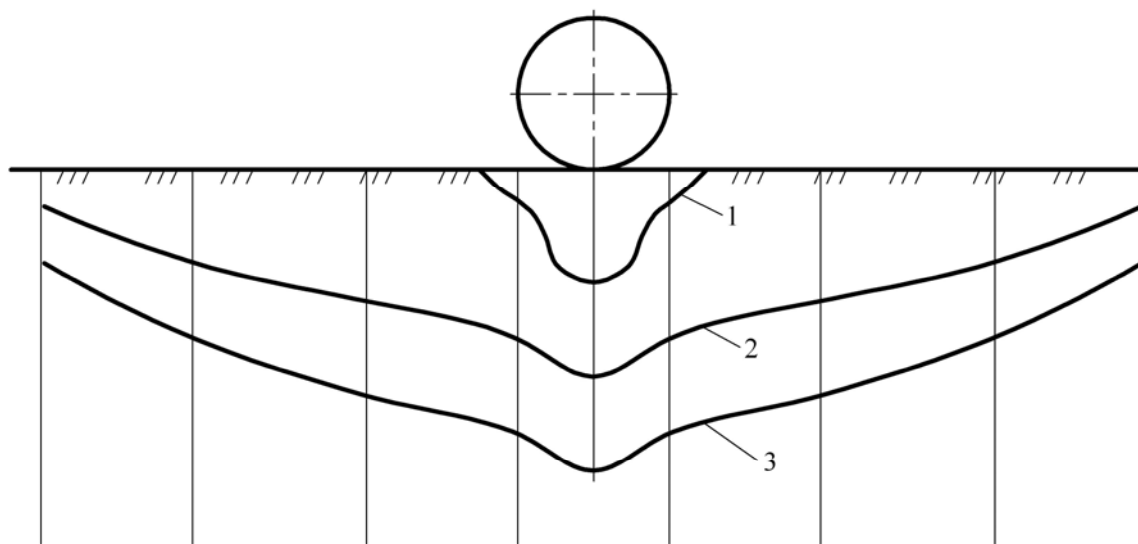


Рис.4.34. Трубопровод без теплоизолирующего экрана:
1,2,3 – изотермы в различные моменты времени

Наилучшими теплоизолирующими свойствами обладает цилиндрический экран. Наблюдения в натуральных условиях показывают, что при плоском экране за одно и то же время глубина оттаивания примерно вдвое больше, чем у цилиндрического. На рис. 4.33 и 4.34 показано изменение границ области оттаивания при различных типах экрана и при отсутствии его для случая наземной прокладки. Из рисунков видно, что наилучшие результаты достигаются при цилиндрическом экране с углом охвата более 180°. При этом расход пенополистирола на 1 м изоляции по длине труб диаметром 1420 мм составляет около 0,25 м³ при угле охвата 180°.

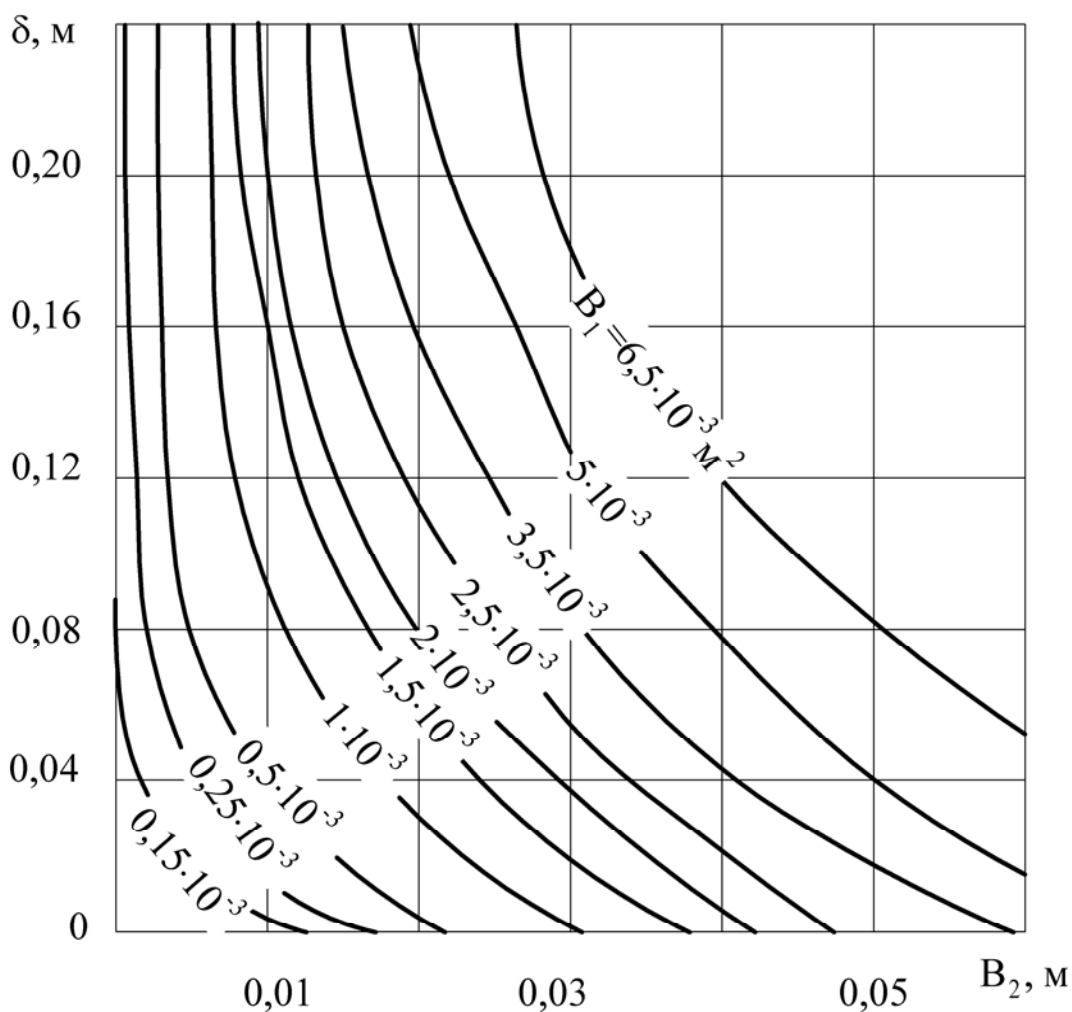


Рис.4.35. Номограмма для определения толщины цилиндрического экрана подземного трубопровода

Толщину цилиндрического теплоизолирующего экрана подземного трубопровода можно также определить с помощью номограммы ВНИИГаза (рис. 4.35) в зависимости от параметров B_1 и B_2 рассчитываемых соответственно по формулам:

$$B_1 = \left(\frac{\varphi}{360} \right) \cdot \frac{2\lambda_{m.из}^2 \cdot t_2 \cdot \tau}{\lambda_T \cdot \rho(W - W_n) \cdot \rho_{ск.м}}, \text{ м}^2 ; \quad (4.152)$$

$$B_2 = \left(\frac{\varphi}{360} \right)^2 \cdot \frac{\lambda_{m.из} \cdot h_{п}}{\lambda_T}, \quad (4.153)$$

где φ – угол охвата трубопровода экраном, град; $\lambda_{m.из}$, λ_T , t_2 – коэффициенты теплопроводности грунта в талом состоянии, тепловой изоляции и температура газа в трубопроводе на расстоянии L от компрессорной станции, °С; τ – продолжительность оттаивания грунта с начала эксплуатации трубопровода, с; ρ – удельная теплота плавления льда, Дж/кг, равная 334 кДж/кг; W – влажность

грунта; W_n – количество незамерзшей воды в грунте основания при температуре t_f ; $\rho_{ск.м}$ – плотность сухого грунта, кг/м³; h_n – допустимая (например, из условия прочности) глубина протаивания грунта под трубопроводом, м.

При расчете следует принимать значения величин: $W_n = 0$; $W = 0,2$; $\gamma_{ск.м} = 1500$ кг/м³; $h_n = 0,5$ м.

4.3.4. Расчет прямолинейных надземных трубопроводов со слабоизогнутыми компенсационными участками

Наряду с использованием специальных компенсаторов продольные перемещения от изменения температуры, внутреннего давления могут компенсироваться прокладкой трубопровода по самокомпенсирующим контурам: змейкой, зигзагообразно и т.п. Наиболее распространенной является конструктивная схема со слабоизогнутыми компенсационными участками (рис.4.36), широко используемая при прокладке трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов (газопровод Мессояха-Норильск) [92].

Расстояние между двумя соседними опорами определяется, как для многопролетной неразрезной балки, по формуле:

$$\ell = \sqrt{\frac{12W(\Psi_4 \cdot R_2 - \sigma_{np.p})}{q_{тр}}}, \quad (4.154)$$

где $q_{тр} = q_m + q_{прод}$; $\sigma_{np.p}$ подсчитывается в соответствии с формулой (2.11).

Длина компенсационного участка L_k выбирается конструктивно равной 4 – 6 значениям ℓ . Фактическая длина трубопровода $L_{к.факт}$ на слабоизогнутом компенсационном участке определяется как:

$$L_{к.факт} = L_k / \cos \varphi, \quad (4.155)$$

а фактическая длина трубопровода в границах участка B

$$L_{факт} = L - L_k + L_k / \cos \varphi, \quad (4.156)$$

где φ – угол, принимаемый из условия прохождения очистного устройства равным 12° .

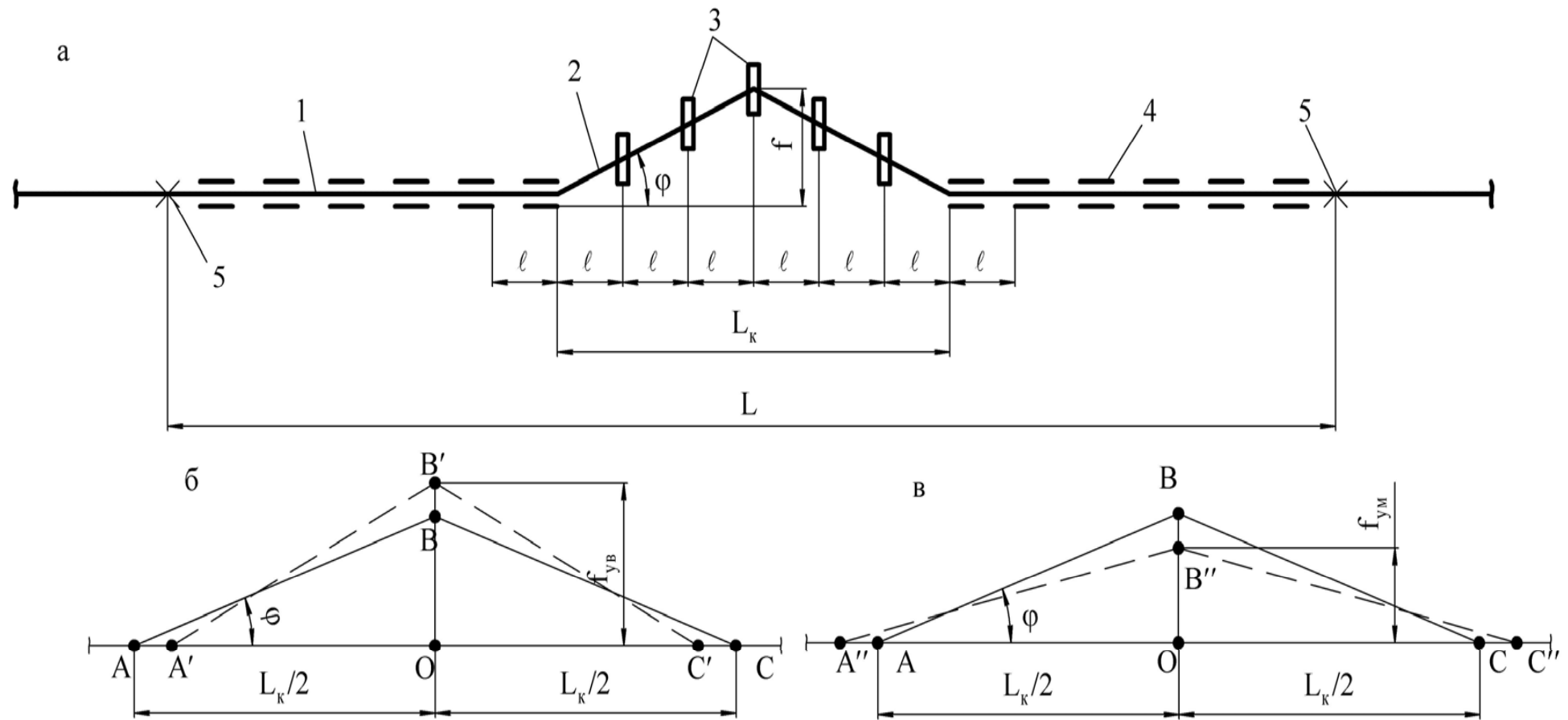


Рис.4.36. Прямолинейная прокладка со слабоизогнутыми компенсационными участками:

а – конструктивная схема; б – схема деформации участка L при удлинении трубопровода; в – схема деформации участка L при укорочении трубопровода; 1 - трубопровод; 2 – слабоизогнутый участок; 3 – свободноподвижные опоры; 4 – продольно-подвижные опоры; 5 – неподвижные опоры

Расстояние между мертвыми опорами B рассчитывается из условия прочности трубопровода в наиболее напряженном сечении – в вершине тупого угла изогнутого участка. Напряжения в горизонтальной плоскости в этом сечении находятся из выражения:

$$\sigma_{\text{гор}} = \sigma_{\text{нр.и}} + \sigma_{\text{нр.в}} + \sigma_{\text{нр.р}} = \frac{6 \cdot \cos \varphi \cdot I \cdot L \left[\alpha_t E \Delta t + n \cdot p \left(\frac{D_n}{10 \delta_n} - 0,2 \right) \right] \cdot \left(\frac{1}{W} - \frac{2}{F \cdot f} \right)}{L_k \cdot f} +$$

$$+ \frac{q_{\text{вет}}}{12W} + n p \cdot \left(\frac{D_n}{4 \delta_n} - 0,5 \right) , \quad (4.157)$$

где $q_{\text{вет}}$ – ветровая нагрузка, действующая в горизонтальной плоскости (см. п.2.1); f – стрела прогиба, определяемая как:

$$f = 0,5 \cdot L_k \cdot \operatorname{tg} \varphi . \quad (4.158)$$

Условие прочности записывается в виде:

$$\sigma_{\text{гор}} \leq \psi_4 \cdot R_2 , \quad (4.159)$$

где ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода.

Если принять

$$\sigma_{\text{гор}} = \psi_4 \cdot R_2 \quad (4.160)$$

и подставить это значение в выражение (4.159), то можно получить формулу для расчета расстояния $B_{\text{расч}}$ из условия прочности:

$$L_{\text{расч}} = \frac{\left[\psi_4 R_2 - \frac{q_{\text{вет}} \ell^2}{12W} - n \cdot p \cdot \left(\frac{D_n}{4 \delta_n} - 0,5 \right) \right] \cdot L_k \cdot f}{6 \cos \varphi I \left[\alpha_t E \Delta t + n \cdot p \left(\frac{D_n}{10 \delta_n} - 0,2 \right) \right] \cdot \left(\frac{1}{W} - \frac{2}{F \cdot f} \right)} . \quad (4.161)$$

Полученное расчетное значение $L_{\text{расч}}$ округляется в меньшую сторону до ближайшей величины L , кратной 2ℓ .

В ходе эксплуатации трубопровода имеет место его продольная деформация, вызванная внутренним давлением и перепадом температур. Компенсация ее происходит за счет участка L_k . Вершина тупого угла этого участка перемещается в зависимости от того, удлиняется или укорачивается трубопровод. Для выбора размеров свободноподвижной опоры в данной точке

рассчитываются возможные колебания стрелы прогиба f . При удлинении трубопровода стрела прогиба f увеличивается до (см. рис. 4.36,б)

$$f_{y\delta} = \sqrt{(A'B')^2 - (A'O)^2}. \quad (4.162)$$

Здесь

$$A'B' = AB + \Delta AB_{p,t_1} = \frac{L_\kappa}{2} \cdot \frac{1}{\cos \varphi} \left[1 + \alpha_t \Delta t_1 + \frac{np}{E} \left(\frac{D_h}{10\delta_h} - 0,2 \right) \right]; \quad (4.163)$$

$$A'O = \frac{L_\kappa}{2} - \Delta \frac{L - L_\kappa}{2} = \frac{L}{2} - \frac{L - L_\kappa}{2} \left[-\alpha_t \Delta t_1 + \frac{np}{E} \left(\frac{D_h}{10\delta_h} - 0,2 \right) \right]. \quad (4.164)$$

При укорочении трубопровода стрела прогиба уменьшается до (см. рис. 4.36, в)

$$f_{y\mu} = \sqrt{(A''B')^2 - (A''O)^2}; \quad (4.165)$$

Здесь

$$A''B'' = AB + \Delta AB_{t_2} = \frac{L_\kappa}{2} \cdot \frac{1}{\cos \varphi} (1 + \alpha_t \Delta t_2); \quad (4.166)$$

$$A''O = \frac{L_\kappa}{2} - \frac{L - L_\kappa}{2} \alpha_t \Delta t_2. \quad (4.167)$$

Ширина свободноподвижной опоры должна быть не меньше разности $f_{y\delta} - f_{y\mu}$

4.4. Прокладка трубопроводов в районах горных разработок

При добыче полезных ископаемых в результате разработки пластов происходит оседание земной поверхности, влияющее на напряженно-деформированное состояние трубопровода [68; 69; 114; 123; 125].

На рис. 4.37 показан схематический разрез мульды по линии «в крест простирания» разрабатываемого пласта и кривые оседания грунта, горизонтальных деформаций и горизонтальных сдвижений для условий полной подработки поверхности. Так наиболее опасным с точки зрения прочности трубопроводов являются растягивающие деформации, возникающие в растянутой зоне мульды сдвижения, оценка напряженного состояния трубопроводов в этих условиях представляет наибольший интерес.

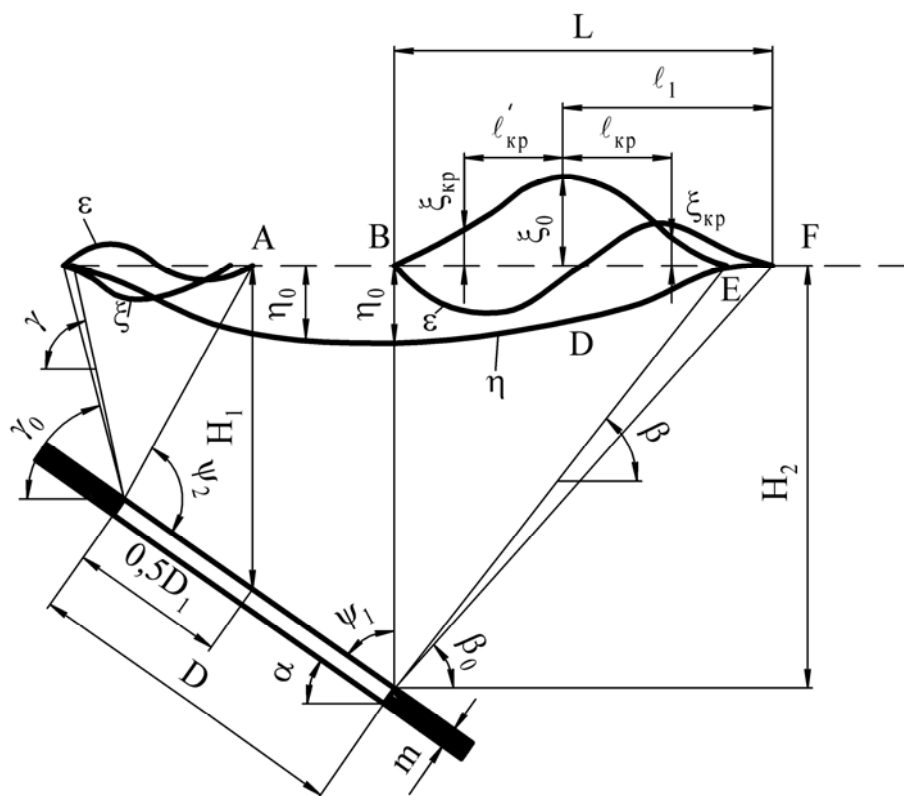


Рис.4.37. Элементы мульды сдвижения на разрезе «в крест простирания», принятые при расчете трубопроводов:

η – распределение оседания; ϵ – распределение горизонтальных деформаций; ξ – распределение горизонтальных сдвижений; L – длина полумульды со стороны падения; l_1 – длина растянутой части полумульды; $l_{кр}$ – длина зоны срыва грунта относительно трубопровода в растянутой части полумульды; – длина зоны срыва грунта в сжатой части полумульды

Методика расчета трубопроводов связана с параметрами сдвижений земной поверхности, которые прогнозируются неточно. Например, максимальные оседания земной поверхности определяются с погрешностью до 20%, а максимальные горизонтальные деформации – с погрешностью до 50%.

Поэтому любая методика расчета трубопровода в условиях сдвижения земной поверхности должна рассматриваться в качестве приближенной, поскольку она не может дать точной оценки напряженного состояния трубопроводов.

Наибольшие деформации испытывает участок трубопровода, находящийся в нижней полумульде, которая расположена со стороны падения пласта. На схеме этот участок обозначен буквами BF. В пределах этой полумульды горизонтальное сдвижение имеет одно направление от периферии к центру мульды, причем на участке BD происходит сжатие, а на участке DF - растяжение. Допустим, что в точках С и D горизонтальное смещение грунта относительно трубопровода равно критическому. Тогда в зоне растяжения область срыва будет распространяться влево от точки F, так как вправо от нее кривые горизонтальных сдвижений и деформаций имеют нисходящий характер, т.е. срыв распространяется от точки E к точке D. Аналогично этому в сжатой зоне мульды область срыва будет распространяться от точки С к точке D.

При абсолютном сдвижении, равном критическому, достигается состояние предельного равновесия грунта, окружающего трубопровод, и происходит срыв грунта относительно трубопровода. Именно в этот момент интенсивность защемления достигает максимального значения.

Рассматривая уравнение кривой горизонтальных деформаций на участке DF как синусоиду и считая, что интенсивность защемления Q_o пропорциональна ординатам эпюры горизонтальных сдвижений, дополнительные продольные напряжения возникающих в трубопроводе в результате подработки, определяется выражением:

$$\sigma_n = \frac{Q_o \ell_1}{\pi \delta} \left(1 - \cos \frac{\pi \ell_{кр}}{\ell_1} \right), \quad (4.168)$$

где Q_o – величина защемления трубопровода; ℓ_1 – расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до границы сдвижения, определяемое углом β_o ; δ – толщина стенки трубопровода; $\ell_{кр}$ – расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до точки критического сдвижения.

При проверке прочности трубопровода в продольном направлении напряжения σ_n будут суммироваться с продольными растягивающими напряжениями, возникающими в нем помимо влияния горных разработок. На основе проведенных исследований и многолетнего опыта эксплуатации допустимые деформации с определенным запасом можно назначать в пределах 0,5-1%.

Таким образом, задача сводится к определению максимальных деформаций, возникающих в трубопроводах в процессе сдвижения земной поверхности. Рассмотрим перемещение грунта и силы, действующие на трубопровод в пределах полумульды (рис.4.38). С допустимым для

практических расчетов приближением уравнение кривой горизонтальных сдвижений можно представить как:

$$\xi = \frac{\xi_o}{2} \left(1 + \cos \frac{\pi x}{\ell_1} \right), \quad (4.169)$$

где ξ_o - величина максимальных горизонтальных сдвижений; ℓ_1 - длина половины полумульды сдвижения.

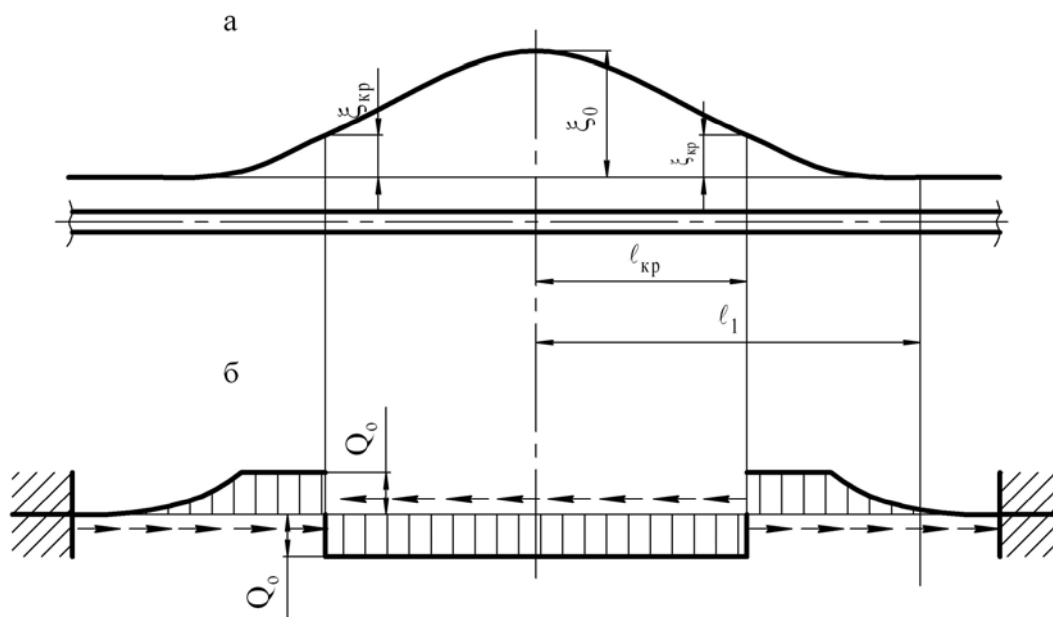


Рис.4.38. Эпюра горизонтальных сдвижений земной поверхности (а) и схема расчета подрабатываемого трубопровода по предельным деформациям (б)

Критическая длина $\ell_{кр}$, т.е. расстояние от середины полумульды до точки на эпюре с ординатой $\xi_{кр}$, может быть определена как:

$$\ell_{кр} = \frac{\ell_1}{\pi} \arccos \left(\frac{2\xi_{кр}}{\xi_o} - 1 \right). \quad (4.170)$$

Величины, входящие в формулу (4.170), могут быть выражены через основные параметры, характеризующие условия подработки [69]:

$$\ell_1 = \frac{L}{2}. \quad (4.171)$$

Величина L при полной подработке определяется по формулам:

- в полумульде по падению

$$L = H_2 [ctg\beta_o + ctg(\psi_1 + \alpha)] ; \quad (4.172)$$

- в полумульде по простиранию

$$L = H(ctg\delta_o + ctg\psi_3) , \quad (4.173)$$

где H и H_2 – глубины работ до нижней границы очистной выработки; β_o и δ_o – граничные углы по линии падения и по простиранию; ψ_1 и ψ_3 – углы полного сдвижения по линии падения и по простиранию; α – угол падения пласта;

$$\xi_o = a q_o m \cos \alpha , \quad (4.174)$$

где a – коэффициент, значение которого колеблется в пределах 0,2-0,6 для различных бассейнов; для Донецкого бассейна значение a принимается в зависимости от угла падения пласта α :

α , град	0	10	20	30
a	0,2-0,25	0,35	0,5	0,6

q_o – относительная величина наибольшего оседания, установленная для различных бассейнов или определяемая по специальным формулам; m – мощность разрабатываемого пласта.

Тогда величина $\ell_{кр}$ может быть выражена следующим образом:

$$\ell_{кр} = \frac{L}{2\pi} \arccos \left(\frac{2\xi_{кр}}{a q_o m \cos \alpha} - 1 \right) . \quad (4.175)$$

В случае, если в процессе подработки перемещение грунта превысит значение $\xi_{кр}$, произойдет сдвиг грунта относительно трубопровода. При этом на трубопровод будут передаваться только силы сдвига Q_o , интенсивность которых принимается постоянной и может быть найдена по формуле (2.63) или воспользоваться данными табл. 4.16 [69].

Максимальное значение растягивающего усилия, действующего на трубопровод, может быть определено по выражению:

$$N_p = Q_o \pi D_n \ell_{кр} , \quad (4.176)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода; Q_o – максимальное значение интенсивности защемления.

Таблица 4.16

Интенсивность заземления трубопроводов грунтом

Организация, выполнявшая исследование	Характеристика трубопровода			Характеристика грунтов				Максимальное значение интенсивности заземления трубопроводов Q_0 , МПа
	наружный диаметр, мм	глубина заложения до оси	срок экс плуатации, лет	вид	плотность, г/см ²	влаж- ность, %	Угол внутрен- него трения, град	
ВНИИСТ	273	1,4	16	Глина плотная	1,97	21	19	0,0482
Донвассводтрест	645	1,4	15	Глина средней плотности	1,62	25	26	0,0424
Донвассводтрест	529	1,3	21	Глина средней плотности	1,54	16	26	0,0400
ВНИИСТ	426	1,5	15	Суглинок плотный	1,85	14	21,5	0,0285
Донвассводтрест	614	1	23	Суглинок плотный	1,79	28	17	0,0276
Донвассводтрест	614	1	1	Суглинок	-	-	-	0,0127
Зарубежный	1400	1,7	1	Суглинок	1,7	17	24	0,0136
Азнефть	254	1,9	1	Песок	-	-	-	0,0054
Зарубежный	650	0,76	1	Песок	1,34	-	-	0,0035
Уфимский нефтяной институт	1020	1,21	1	Песок	1,58	5	30	0,0065
	1420	1,21	1	Песок	1,58	5	30	0,0043

Величина продольных деформаций трубопровода определится как:

$$\varepsilon = \frac{1}{E_T} \left[\frac{Q_o L}{2\pi\delta} \arccos \left(\frac{2\xi_{кр}}{aq_o m \cos \alpha} - 1 \right) - \varepsilon_T (E - E_T) \right], \quad (4.177)$$

где ε_T – деформации, соответствующие началу текучести $\varepsilon_T = \frac{\sigma_T}{E}$; E_T – модуль упрочнения $E_T \approx \frac{1}{50} E$.

Таким образом, для проверки прочности подрабатываемого трубопровода на основании определения его предельного состояния необходимо по формуле (4.177) найти величину максимальной деформации и сравнить ее с предельно допустимой. Значение $\xi_{кр}$ может быть получено только по данным экспериментальных исследований и составляет: для малосвязных песчаных грунтов $\xi_{кр} = 0,005$ м, для суглинистых грунтов $\xi_{кр} = 0,038$ м и для глинистых грунтов $\xi_{кр} = 0,05$ м.

Предложенный метод расчета довольно точно отражает действительные условия работы трубопроводов в процессе сдвижения грунтов при их подработке. Кроме того, что самое главное, при этом методе расчета представляется возможным вскрыть резервы несущей способности трубопроводов и полностью использовать работу металла труб.

4.5. Прокладка трубопроводов в сейсмических районах

Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6-ти баллов для надземных и свыше 8-ми баллов для подземных трубопроводов, необходимо производить с учетом сейсмических воздействий [114; 123; 125].

При выборе трассы трубопроводов в сейсмических районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

При прохождении участка трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода.

На участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов необходимо применять надземную прокладку.

Конструкции опор надземных трубопроводов должны обеспечивать возможность перемещений трубопроводов, возникающих во время землетрясения.

На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы должна быть предусмотрена автоматическая система контроля и отключения аварийных участков трубопроводов.

Напряжения от сейсмических воздействий в подземных трубопроводах и трубопроводах, прокладываемых в насыпи, должны определяться как результат воздействия сейсмической волны, направленной вдоль продольной оси трубопровода.

Таблица 4.17

Значения коэффициентов заземления трубопровода в грунте m_o и скоростей распространения продольной сейсмической волны c_p

Грунты	Коэффициент заземления трубопровода в грунте m_o	Скорость распространения продольной сейсмической волны c_p , м/с
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,50	120
Песчаные маловлажные	0,50	150
Песчаные средней влажности	0,45	250
Песчаные водонасыщенные	0,45	350
Супеси и суглинки	0,60	300
Глинистые влажные, пластичные	0,35	500
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	2000
Лесс и лессовидные	0,50	400
Торф	0,20	100
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	2200
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	1500
Гравий, щебень и галечник	см.примеч.2	1100
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные и сильно выветренные)	то же	1500
Скальные породы (монолиты)	То же	2200

Примечание:

1. В таблице приведены наименьшие значения c_p , которые следует уточнять при изысканиях.

2. Значения коэффициентов заземления трубопроводов следует принимать по грунту засыпки

Величина этих напряжений должна определяться по формуле:

$$\sigma_{npN} = \pm \frac{0,04 m_o k_o k_n a_c E \cdot T_o}{c_p}. \quad (4.178)$$

Значения коэффициентов m_o , k_o и k_n должны приниматься по табл. 4.17, 4.18 и 4.19.

Значения величин сейсмического ускорения a_c и скорости распространения продольной сейсмической волны c_p должны приниматься по табл. 4.20 и 4.17.

Значение величины преобладающего периода сейсмических колебаний грунтового массива T_o должны определяться при изысканиях.

Таблица 4.18

Значения коэффициентов степени ответственности трубопровода k_o

Характеристика трубопровода	k_o
Газопроводы I и II класса, нефте-, продуктопроводы I класса	1,5
Газопроводы I класса, нефте-, продуктопроводы II класса	1,2
Газопроводы IV класса, нефте-, продуктопроводы III класса	1,0

Примечание: При сейсмичности 9 баллов и выше, коэффициент k_o для трубопроводов, указанных в поз.1, умножается дополнительно на коэффициент 1,5.

Таблица 4.19

Значения коэффициентов повторяемости землетрясений k_n

Повторяемость землетрясений 1 раз	100 лет	в 1000 лет	в 10000 лет
Коэффициент повторяемости k_n	1,15	1,0	0,9

Таблица 4.20

Значения расчетных сейсмических ускорений a_c

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение, м/с ²	1,0	2,0	4,0	8,0

При проверке прочности трубопровода в продольном направлении напряжения от сейсмического воздействия, найденные по формуле (4.178), будут суммироваться с напряжениями от всех других силовых воздействий.

4.6. Примеры расчетов

Пример 4.1. Определить запас устойчивости откоса при следующих исходных данных: высота откоса $h = 10 \text{ м} = 1000 \text{ см}$; радиус окружности $R_1 = 16 \text{ м} = 1600 \text{ см}$, ширина блоков, на которые разбит массив ABC, и = 400 см; средняя высота блоков $h_1 = 300 \text{ см}$, $h_2 = 760 \text{ см}$, $h_3 = 1000 \text{ см}$, $h_4 = 740 \text{ см}$, $h_5 = 280 \text{ см}$; соответствующие углы, образованные радиусом R_1 с вертикальной осью, проходящей через центр O_1 $\alpha_1 = 60^\circ$, $\alpha_2 = 35^\circ$, $\alpha_3 = 20^\circ$, $\alpha_4 = 5^\circ$, $\alpha_5 = -10^\circ$; центральный угол $\beta = 70^\circ$; нагрузка $q = 20 \text{ Н/см}^2$; $\gamma_{\text{см}} = 0,017 \text{ Н/см}^3$; $\varphi_{\text{зр}} = 22^\circ$; $c_{\text{зр}} = 1 \text{ Н/см}^2$.

Решение

1. Намечаем центр O_1 возможной окружности смещения массива грунта ABC по линии AC и разделяем полученный грунтовой массив на 5 блоков (рис. 4.39).

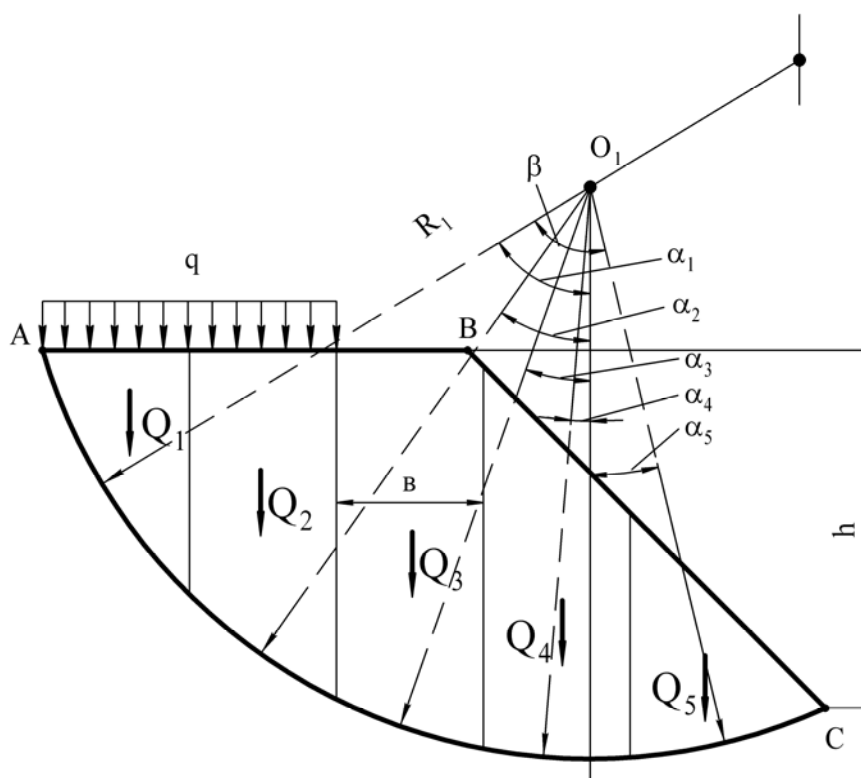


Рис.4.39. Схема к расчету устойчивости откоса (пример 4.1)

2. Решение по определению слагаемых выражений (4.4) и (4.5) приведем в форме табл. 4.20.

Таблица 4.20

Расчетные параметры к примеру 4.1

Номер блока	H_i , см	α_i , град	$Q_i = \gamma_{сст} h_i \times b_i$, Н	$Q_i \cos \alpha_i$, Н	$q_i b_i \cos \alpha_i$, Н	$(\text{стб. 5} + \text{стб. 6}) \operatorname{tg} \varphi_{sp}$, Н	$Q_i \sin \alpha_i$, Н	$q_i b_i \sin \alpha_i$, Н	$(\text{стб. 8} + \text{стб. 9})$, Н
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	300	60	2040	1020	4000	2030	1760	6930	8690
2	760	35	5170	4230	8550	5160	2960	4580	7540
3	1000	20	6800	6390	7520	5620	2320	2740	5060
4	740	5	5030	5010	4990	4040	40	54	104
5	280	-10	1900	-1870	-7880	3940	330	1390	1720
						$\Sigma=20790$			$\Sigma=23114$

3. Длина дуги скольжения AC

$$\cup AC = \frac{2\pi R_1}{180^\circ} \beta = \frac{2\pi \cdot 1600}{180} \cdot 70 = 3910 \text{ см.}$$

4. Сумма $20790 + c_{sp} \cdot AC = 20790 + 1 \cdot 3910 = 24700$ Н.

5. Коэффициент устойчивости по формуле (4.6)

$$k_y = \frac{24700}{23114} = 1,07.$$

Это позволяет утверждать, что обрушение откоса по рассматриваемой поверхности не произойдет.

Пример 4.2. Рассчитать максимальные напряжения и перемещения для случая $\alpha_n > \alpha_{np}$ при монтаже сверху вниз и следующих исходных данных:

$D_n = 1,02$ м; $\delta_n = 14,3$ мм; $F = 0,045$ м²; $q_{mp} = q_m = 3890$ Н/м; $\ell = 500$ м; $\alpha_n = 40^\circ$; грунт – суглинок; $f = 0,3$.

Решение

По формулам (4.10), (4.19) и (4.11)

$$P_{\max} = 3,89 \cdot 10^3 \cdot 550 (\sin 40^\circ - 0,3 \cos 40^\circ) = 0,8036 \text{ МН};$$

$$\sigma = 0,8036 / 0,045 = 17,86 \text{ МПа};$$

$$u_{\max} = -\frac{3,89 \cdot 10^3 \cdot 500^2}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,045} (\sin 40^\circ - 0,3 \cos 40^\circ) = -5,146 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Пример 4.3. Рассчитать максимальные напряжения и перемещения для случая $\alpha_n < \alpha_{np}$ при монтаже сверху вниз и следующих исходных данных: D_n , δ_n , F , ℓ , f взять из предыдущего примера, $\varphi_{cp} = 16^\circ$, $k_u = 2,0 \text{ МН/м}^3$; $A = 0,25 \pi D_n$; $\alpha_n = 15^\circ$.

Решение

По формуле (4.7) предельный угол склона $\alpha_n = \arctg 0,3 = 16,7^\circ \approx 17^\circ$, следовательно, условие $\alpha_n < \alpha_{np}$ соблюдается. По формулам (4.16), (4.13), (4.19) и (4.15)

$$\beta = \sqrt{\frac{0,25 \cdot \pi \cdot 1,02 \cdot 2 \cdot 10^6}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,045}} = 0,013 \text{ 1/м.}$$

$$P_{\max} = \frac{3,89 \cdot 10^3 \sin 15^\circ}{0,013} \cdot th(0,92 \cdot 10^{-2} \cdot 500) = 77,44 \cdot 10^3 \text{ Н} = 77,44 \text{ кН};$$

$$\sigma = 77,44 \cdot 10^3 / 0,045 = 1,72 \text{ МПа};$$

$$u_{\max} = -\frac{3,89 \cdot 10^3 \sin 15^\circ}{2,0 \cdot 10^6 \cdot 0,25 \cdot \pi \cdot 1,02} \cdot \left[1 - \frac{1}{ch(0,92 \cdot 10^{-2} \cdot 500)} \right] = -0,6 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Пример 4.4. Рассчитать напряженное состояние трубопровода на поперечном оползневом склоне при следующих исходных данных.

Характеристика трубопровода: $D_n = 530 \text{ мм}$; $\delta_n = 9 \text{ мм}$; $F = 1,47 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$; $W = 1,88 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$; $I = 4,972 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4$; $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$; $EF = 3,087 \cdot 10^3 \text{ МН}$; $EI = 104,4 \text{ МН} \cdot \text{м}^2$; $R_1 = 520 \text{ МПа}$; $R_2 = 360 \text{ МПа}$; $R_2 = 281,7 \text{ МПа}$.

Характеристика грунта: $\gamma_{zp} = 19 \text{ кН/м}^3$; $c_{zp} = 0,01 \text{ МПа}$; $\varphi_{zp} = 14^\circ$; $\eta = 1 \cdot 10^6 \text{ МПа} \cdot \text{с}$; $k_o = 10 \text{ МН/м}^3$; $k_u = 4 \text{ МН/м}^3$; $\tau_{np} = 0,01947 \text{ МПа}$.

Характеристика оползня: $\ell = 40 \text{ м}$; $H = 5 \text{ м}$; $y = 3 \text{ м}$; $\alpha_\kappa = 26^\circ$.

Решение

1. Скорость движения оползня по формуле (4.28)

$$v_{on} = \left(\frac{19 \cdot 10^{-3}}{1 \cdot 10^6} \cdot 5 \cdot 3 - \frac{3^2}{2} \right) (\sin 26^\circ - \cos 26^\circ \operatorname{tg} 14^\circ) - \frac{0,01}{1 \cdot 10^6} \cdot 3 = 1,2759 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}.$$

Если перевести величину скорости оползня в м/год, она составит 0,402 м/год.

2. Кинематическая вязкость грунта по формуле (4.27)

$$\nu = \frac{1 \cdot 10^6 \cdot 9,8}{19 \cdot 10^{-3}} = 5,516 \cdot 10^9 \text{ м}^2/\text{с}.$$

3. Число Рейнольдса по формуле (4.26)

$$Re = \frac{1,2759 \cdot 10^{-8} \cdot 0,53}{0,516 \cdot 10^9} = 1,308 \cdot 10^{-17}.$$

4. Силовое воздействие оползающего грунта по формуле (4.25)

$$q_{on} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 1,2759 \cdot 10^{-8} \cdot 1 \cdot 10^6}{2 - \ln 1,308 \cdot 10^{-17}} = 0,392 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}.$$

5. Параметр β по формуле (4.38)

$$\beta = \sqrt{\frac{0,53 \cdot 4,0}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,47 \cdot 10^{-2}}} = 0,0464 \frac{1}{\text{м}}.$$

6. Предельная величина усилия по формуле (4.37)

$$P_{np} = \frac{0,0464 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,47 \cdot 10^{-2}}{4,0} \cdot 0,01947 = 0,6972 \text{ МН}.$$

7. Параметр α по формуле (4.33)

$$\alpha = \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 0,53}{4 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,972 \cdot 10^{-4}}} = 0,3355 \frac{1}{\text{м}}.$$

8. Зададимся несколькими значениями P , равными 0,2; 0,4 и 0,6 МН и определим прогибы в середине пролета ℓ . Пусть $P=0,2$ МН.

9. Параметр k по формуле (4.32)

$$k = \sqrt{\frac{0,2}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,972 \cdot 10^{-4}}} = 4,376 \cdot 10^{-2} \frac{1}{\text{м}}.$$

10. Изгибающий момент по формуле (4.31)

$$M_o = \frac{\frac{0,392 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2 \cdot 0,2} - \frac{0,3355^2 \cdot 0,392 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{10 \cdot 0,592} - \frac{0,392 \cdot 10^{-2}}{4,376 \cdot 10^{-2} \cdot 0,2} \times th 4,376 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{40}{2}}{\frac{4 \cdot 0,3355^3}{10 \cdot 0,529} + \frac{4,376 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{0,2} \cdot th \frac{4,376 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2}} = 0,38 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

11. Граничное перемещение по формуле (4.34)

$$w_o = \frac{2 \cdot 0,3355}{10 \cdot 0,53} \cdot \left(\frac{0,392 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2} + 0,3355 \cdot 0,38 \right) = 0,027 \text{ м}.$$

12. Прогиб трубопровода по середине пролета по формуле (4.29)

$$f = \frac{0,392 \cdot 10^{-2} \cdot 40^2}{8 \cdot 0,2} - \left(\frac{0,38}{0,2} + \frac{0,392 \cdot 10^{-2}}{(4,376 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 0,2} \right) \times \frac{ch \frac{4,376 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2} - 1}{ch \frac{4,376 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2}} + 0,027 = 0,398 \text{ м}.$$

13. Учитывая, что принятое усилие $P = 0,2$ МН меньше P_{np} , равного 0,6972 МН, следовательно, связь между трубопроводом и грунтом упругая, продольные перемещения u_o определяем по формуле (4.35)

$$u_o = \frac{0,2}{0,0464 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,47 \cdot 10^{-2}} = 1,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

14. Прогиб трубопроводов по формуле (4.30)

$$f = \frac{2}{\pi} \cdot \sqrt{\frac{0,2 \cdot 40^2}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,47 \cdot 10^{-2}}} + 2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} \cdot 40 + 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 0,4 = 0,3 \text{ м}.$$

15. Аналогичным образом рассчитываем параметры при $P=0,4$ МН и $P=0,6$ МН (табл. 4.21).

16. На основании построенных графиков зависимости продольного растягивающего усилия P от прогиба f (рис.4.40) находим фактические значения $P_{\phi} = 0,33$ МН и $f_{\phi} = 0,38$ м.

Таблица 4.21

Параметры напряженно-деформированного состояния трубопровода на поперечном склоне в оползне

P , МН	$k \cdot 10^2$, 1/м	$kl/2$	$ch(kl/2)$	$th(kl/2)$	M_o МН·м	w_o , м	f (по формуле (4.29), м	f (по формуле (4.30), м
0,2	4,3766	0,8753	1,4082	0,7041	0,4	0,027	0,398	0,30
0,4	6,1895	1,2379	1,8691	0,8449	0,3689	0,0256	0,365	0,42
0,6	7,5605	1,5161	2,387	0,9080	0,3413	0,0244	0,338	0,51
0,33	5,5877	1,1171	1,6922	0,8067	0,3798	0,0261	0,376	0,38

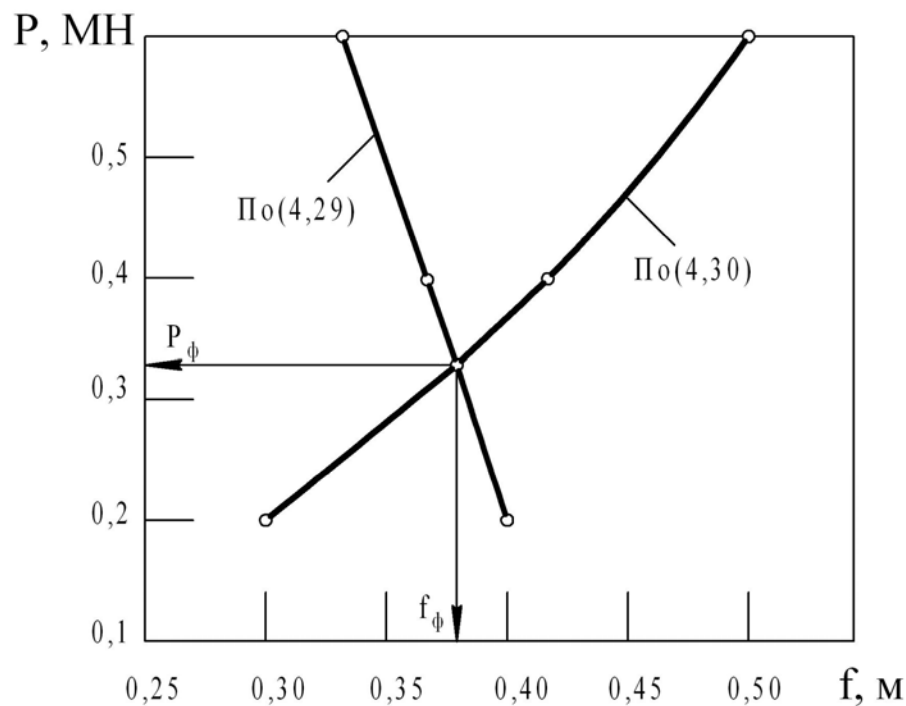


Рис.4.40. График для определения расчетных величин P_{ϕ} f_{ϕ}

17. Параметр k по формуле (4.32)

$$k = \sqrt{\frac{0,33}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,972 \cdot 10^{-4}}} = 5,5877 \cdot 10^{-2} \frac{1}{\text{м}}.$$

18. Изгибающий момент по формуле (4.31)

$$M_o = \frac{0,392 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2 \cdot 0,33} - \frac{0,3355^2 \cdot 0,392 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{10 \cdot 0,53} - \frac{0,392 \cdot 10^{-2}}{5,5877 \cdot 10^{-2} \cdot 0,33} \times$$

$$\times \frac{th 5,5877 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{40}{2}}{\frac{4 \cdot 0,3355^3}{10 \cdot 0,53} + \frac{5,5877 \cdot 10^{-2}}{0,33} \cdot th \frac{5,5877 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2}} = 0,3798 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

19. Изгибающий момент по формуле (4.39)

$$M_c = \left[0,3798 + \frac{0,392 \cdot 10^{-2}}{(5,5877 \cdot 10^{-2})^2} \right] \cdot \frac{1}{ch \frac{5,5877 \cdot 10^{-2} \cdot 40}{2}} - \frac{0,392 \cdot 10^{-2}}{(5,5877 \cdot 10^{-2})^2} =$$

$$= -0,288 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

20. Дополнительные продольные напряжения, вызванные действием оползня, по формуле (4.40)

- в сечениях $x=0$ и $x=\ell$

$$\sigma_{on} = \frac{0,33}{1,47 \cdot 10^{-2}} + \frac{0,3798}{1,88 \cdot 10^{-3}} = 224,5 \text{ МПа,}$$

- в сечении $x = \ell/2$

$$\sigma_{on} = \frac{0,33}{1,47 \cdot 10^{-2}} + \frac{0,288}{1,88 \cdot 10^{-2}} = 175,5 \text{ МПа.}$$

Пример 4.5. Рассчитать параметры буровзрывных работ при разработке траншеи длиной 100 м в скальных грунтах. Исходные данные: $D_n = 1,02$ м, грунт – мергель, вид ВВ – зерногранулит 50/50-В.

Решение

1. В соответствии со СНиП III-42-80* [123] ширина траншеи по дну $B = 1,5$ м, глубина траншеи 2,0 м. В скальных грунтах рекомендуется перебор глубины на 15-20%, поэтому окончательно $h_T = 2,4$ м. Тогда длина шнура $L = 1,2h_T = 1,2 \cdot 2,4 = 2,88$ м; $\ell_{зар} = L/3 = 0,96$ м.

2. Определяем плотность сухого ВВ $\rho_e = 940$ кг/м³, поправочный коэффициент $e=1,11$ (см.табл. 4.2). Удельный расход на рыхление $A_p = 0,45 \cdot 1,11 = 0,4995$ кг/м³ $\approx 0,5$ кг/м³ (см.табл. 4.1).

3. Величина заряда в шнуре по формуле (4.43) $Q_{зар} = 0,5 \cdot 2,4^3 = 6,9$ кг.

4. Диаметр скважины по формуле (4.46)

$$d = \sqrt{\frac{6,9}{940 \cdot 2,4 \cdot 0,3}} = 0,1 \text{ м.}$$

5. Принимаем диаметр шпура 100 мм. Расстояние между скважинами в ряду $a = 0,75 \text{ м}$, $h_m = 0,75 \cdot 2,4 = 1,8 \text{ м}$, число рядов – один, тогда общее число скважин на 100 м траншеи составит $100:1,8=55,5$, округляем до 56. Количество ВВ, необходимое для разработки траншеи, $6,9 \cdot 56=386,4 \text{ кг}$.

Пример 4.6. Рассчитать устойчивость против всплытия трубопровода, сооружаемого на болоте, при различных способах балластировки на вогнутом рельефе местности.

Исходные данные: $D_n \times \delta_n = 1020 \times 14,3 \text{ мм}$; $D_{н.и} = 1024 \text{ мм}$; $W = 8,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$; $I = 5,71 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$, $\beta = 10^\circ = 0,1744 \text{ рад}$; $\rho = 2000 \text{ м}$; $q_m = 3360 \text{ Н/м}$; $q_{из} = 43 \text{ Н/м}$; $\gamma_6 = 1,15 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$; длина балластируемого участка $L = 350 \text{ м}$.

Решение

1. Балластировка одиночными железобетонными грузами. Марка груза подбирается по табл. 4.6: УБО-3; $Q_2 = 3,346 \text{ т}$; $\gamma_6 = 2,3 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$.

2. Выталкивающая сила воды по формуле (4.61)

$$q_6 = \frac{\pi \cdot 1,024^2}{4} 1,15 \cdot 10^4 = 9466 \text{ Н/м.}$$

3. Интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода по формуле (4.63)

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 5,71 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot 0,1744^2 \cdot 2000^3} = 18 \text{ Н/м.}$$

4. Расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода

$$q_{тр} = 3360 + 43 = 3403 \text{ Н/м.}$$

5. Принимая в условиях монтажа $q_{дон} = 0$, по формуле (4.60) рассчитаем величину балластировки в воде

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{0,9} (1,05 \cdot 9466 + 18 - 3403) = 7282 \text{ Н/м.}$$

и по формуле (4.64) – в воздухе

$$q_{бал}^H = \frac{2,3 \cdot 10^4}{2,8 \cdot 10^4 - 1,05 \cdot 1,15 \cdot 10^4} = 15330 \text{ Н/м.}$$

6. Объем пригруза по формуле (4.67)

$$V_r \approx 2 \cdot 0,808 \cdot 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,55 = 1,46 \text{ м}^3.$$

7. Расстояние между пригрузами по формуле (4.65)

$$\ell_r = \frac{3346 \cdot 9,8 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 1,46}{7282} = 2,2 \text{ м.}$$

8. Число пригрузов по формуле (4.68)

$$N = 350/2,2 = 159.$$

9. Групповая балластировка железобетонными пригрузами УБО-3, для навески которых используется кран КС-4561 с параметром $R=2,0$ м (см. рис.4.16). Допустимый прогиб в середине свободного участка трубопровода $y = 0,02$ м.

10. При глубине траншеи 2,1 м и откосах 1:1 ширина траншеи поверху

$$B_s = B + 2 \cdot 2,1 = 2,2 \cdot 1,02 + 2 \cdot 2,1 = 6,4 \text{ м.}$$

Здесь B – ширина траншеи по дну, принимаемая для балластируемых трубопроводов равной $2,2D_n$.

11. Расстояние от оси поворота крана до оси трубопровода по формуле (4.69)

$$S_k = \frac{6,4}{2} + 1,0 + 2,0 = 6,2 \text{ м.}$$

12. По графику (см. рис. 4.17) максимальный вылет стрелы составляет 8,5 м для $Q_r=3,346$ т, тогда по формуле (4.70)

$$Z = 2\sqrt{8,5^2 + 6,2^2} = 21 \text{ м.}$$

13. По формуле (4.71) при ширине груза УБО-3с – 1,5 м (см.табл.4.6) число грузов в группе

$$n_r = \frac{21}{1,5 + 0,15} = 12,7 \approx 12.$$

14. Распределенная нагрузка на участке, свободном от грунта по формуле (4.73)

$$q_2 = 9466 - 3403 = 6063 \text{ Н/м.}$$

15. Распределенная нагрузка на заболоченном участке трубопровода по формуле (4.74)

$$q_1 = \frac{3346 \cdot 9,8 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 1,46}{1,5 + 0,15} - 6063 = 3643 \text{ Н/м.}$$

16. Коэффициент пропорциональности по формуле (4.75)

$$\eta = \frac{2,45}{1,5 + 0,15} - 1 = 0,485.$$

17. Предельная длина группы грузов по формуле (4.72)

$$\ell = \sqrt[4]{\frac{768 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02}{2 \cdot 6063(0,485^4 + 4 \cdot 0,485^3 + 6 \cdot 0,485^2) + 3634(0,485 + 2)}} = 25,9 \text{ м.}$$

18. Длина свободного от груза участка трубопровода $\eta\ell = 0,485 \cdot 25,9 = 12,6\text{м}$, а число пригрузов по формуле (4.76)

$$n_r = \frac{25,9}{1,5 + 0,15} = 15,7 \approx 16.$$

19. Из двух значений n_r , рассчитанных по формулам (4.71) и (4.76), выбираем меньшее $n_r = 12$ м и окончательно устанавливаем длину группы пригрузов по формуле (4.77)

$$\ell = 12(1,5 + 0,15) - 0,615 = 19,65 \text{ м,}$$

а также длину участка трубопровода, свободного от пригрузов

$$\eta\ell = 0,485 \cdot 19,65 = 9,53\text{м.}$$

20. Расстояние между центрами соседних групп по формуле (4.78)

$$A = 19,65(1 + 0,485) = 29,18 \text{ м.}$$

21. Необходимое число пригрузов по формуле (4.79)

$$N = \frac{350}{29,18} 12 = 143,9 \approx 144.$$

22. Балластировка анкерами ВАУ-1, в одном анкерном устройстве два анкера. Слой минерального грунта на уровне дна траншеи сложен из легкого текучего суглинка, для которого по табл. 4.7 коэффициент $m_e = 0,6$; по табл. 4.9

$\gamma_{ep} = 2,0 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$; $\varphi_{ep} = 24$; $c_{ep} = 2,68 \cdot 10^4 \text{ Па}$; по табл. 4.8 коэффициенты $A = 13,5$, $B = 7,0$. Для трубопровода диаметром 1020 мм принимаем диаметр винтовой лопасти анкера $D_{анк} = 0,45 \text{ м}$ (см. табл. 4.10), глубину погружения в минеральный грунт $h_a = 6 D_{анк} = 6 \cdot 0,45 = 2,7 \text{ м}$.

23. Площадь лопастей анкера по формуле (4.111)

$$F_l = \pi \cdot 0,45^2 / 8 = 0,08 \text{ м}^2.$$

24. Предельное (критическое) сопротивление анкера по формуле (4.110)

$$F_{np} = (13,5 \cdot 2,68 \cdot 10^4 + 7 \cdot 2,0 \cdot 10^4 \cdot 2,7) 0,08 = 60 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

25. Несущая способность анкера по формуле (4.109)

$$\Phi_{анк} = 0,6 \cdot 60 \cdot 10^3 = 36 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

26. По формуле (4.106), принимая $k_n = 1,4$, расчетная несущая способность анкера

$$P_{анк} = 36 \cdot 10^3 / 1,4 = 25,7 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

27. Учитывая, что в данном расчетном случае $z_a = 2$ и $D_n / D_{анк} = 2,27$, коэффициент $m_{анк}$ определяем по формуле (4.109)

$$m_{анк} = 0,25(1 + 2,27) = 0,82.$$

28. Расчетная несущая способность анкерного устройства по формуле (4.104)

$$B_{анк} = 2 \cdot 0,82 \cdot 25,7 \cdot 10^3 = 4,2 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

29. Расстояние между соседними устройствами по формуле (4.109)

$$\ell_a = 42 \cdot 10^3 / 7282 = 5,8 \text{ м}.$$

30. Максимальный изгибающий момент в точках закрепления трубопровода анкерными устройствами по формуле (4.108)

$$M = 6063 \cdot 5,8^2 / 12 = 17,0 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

31. Изгибающие напряжения по формуле (4.107)

$$\sigma_{II} = \pm \frac{17,0 \cdot 10^3}{8,52 \cdot 10^{-3}} = \pm 2,0 \cdot 10^6 \text{ Па} = \pm 2,0 \text{ МПа}.$$

32. По аналогии с первым расчетным случаем, потребное число анкеров на участке 350 м

$$N = \frac{350}{5,8} 2 = 120.$$

Пример 4.7. Определить количество воды, поступающее в траншею длиной 1000 м в течение одного часа через две боковые стенки (полагая, что дно сложено из водоупорного грунта). Диаметр трубопровода $D_n = 1,02 \text{ м}$; толщина стенки $\delta_n = 14,3 \text{ мм}$, нагрузка от собственного веса трубопровода; с учетом коэффициента надежности нагрузке от собственного веса $n_{с.в} = 0,95$; $q_m = 3360 \text{ Н/м}$; $q_{из} = 43 \text{ Н/м}$. Траншея выполнена в торфе слабой степени разложения, коэффициент фильтрации $k_\phi = 9 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}$; глубина траншеи $h_T = 1,1 \text{ м} + D_n = 2,1 \text{ м}$; уровень грунтовых вод $H = 2,0 \text{ м}$. Удельный вес воды $\gamma_в = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$.

Решение

1. Находим графически выталкивающую силу воды, приняв значения α равными 140° , 180° и 220° .

По формулам (4.116) – (4.122)

$$\ell_{\text{хорды}} = 2 \cdot 0,51 \sin \frac{140^\circ}{2} = 0,96 \text{ м.}$$

$$h = R - R \cos \frac{\alpha}{2} = 0,51 - 0,51 \cdot 0,342 = 0,34 \text{ м.}$$

$$F_{\text{треуг}} = \frac{1}{2} (0,51 - 0,34) \cdot 0,96 = 0,082 \text{ м}^2.$$

$$F_{\text{сект}} = 2,44 \cdot \frac{0,51^2}{2} = 0,317 \text{ м}^2.$$

$$F_{\text{сегм}} = 0,317 - 0,086 = 0,231 \text{ м}^2.$$

$$q_в = 1,1 \cdot 10^4 \cdot 0,231 = 2450 \text{ Н/м.}$$

Расчетные величины для углов $\alpha = 180^\circ$ и 220° приведены в табл. 4.22.

Таблица 4.22

Значения расчетных величин для различных углов

α , град	$\ell_{\text{хорды}}$, м	h , м	$F_{\text{треуг}}$, м ²	$F_{\text{сект}}$, м ²	$F_{\text{сегм}}$, м ²	$q_в$, Н/м
140	0,96	0,34	0,082	0,317	0,231	2540
180	1,02	0,51	0	0,408	0,408	4488
220	0,958	0,68	-0,082	0,499	0,581	6391

При $q_{\text{тр}} = 3360 + 43 = 3403 \text{ Н/м}$, точка пересечения графика $q_в = f(\alpha)$ соответствует углов $\alpha = 156^\circ$ (рис. 4.41), и тогда искомая высота $h = 0,51 - 0,51 \cdot 0,29 = 0,4 \text{ м}$.

2. Длина депрессионной кривой по формуле (4.115)

$$L = 575 \cdot (2,0 - 0,4) \cdot \sqrt{2,0 \cdot 9 \cdot 10^{-5}} = 12,3 \text{ м.}$$

3. Приток воды в траншею по формуле (4.113)

$$Q = 9 \cdot 10^{-5} \cdot 1000 \cdot \frac{2,0^2 - 0,4^2}{12,3} = 0,02808 \text{ м}^3 / \text{с} = 101 \text{ м}^3 / \text{ч.}$$

Имеющиеся у строителей водоотливные установки СВА-2, УОВ-2, УОВ-2А производительностью 500-700 м³/ч в состоянии обеспечить откачку такого объема воды.

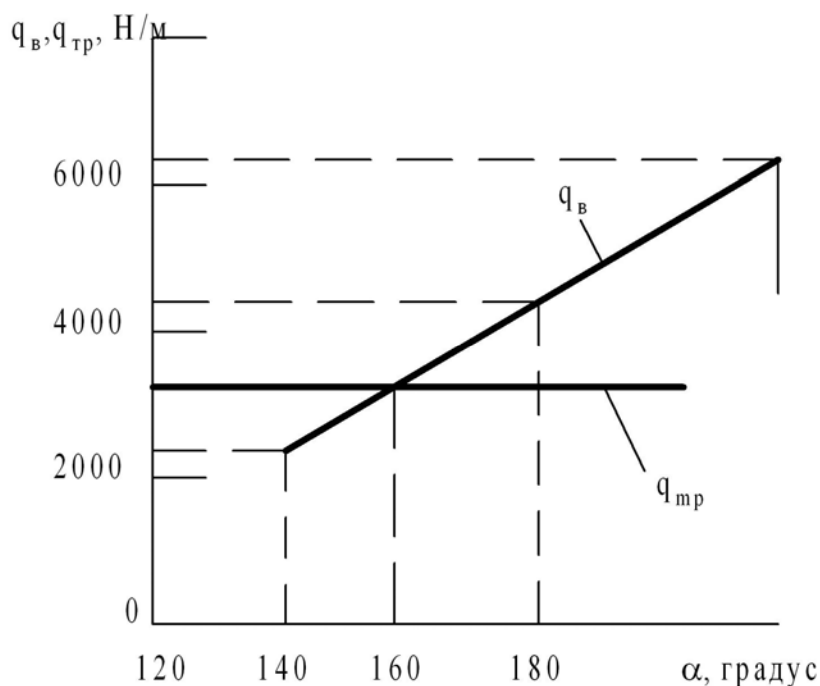


Рис.4.41. Определение угла α

Пример 4.8. Рассчитать параметры взрывных работ при устройстве траншеи на болоте методом горизонтальных удлинённых зарядов.

Исходные данные: проектная глубина траншеи $h_T = 2,5$ м; ширина траншеи по дну $B=3$ м; откосы 1:1; торф плотный; коэффициент сжатия взрывом $K=0,4$; тип взрывчатого вещества аммонит №6 ЖВ; плотность $\rho_g = 1100$ кг/м³; удельный расход $A_g = 0,6$ кг/м³; линия наименьшего сопротивления $W \approx 0,5h_T = 1,25$ м.

Решение

1. Расчетная глубина зарядной траншеи

$$h_z = 0,5 h_T = 0,5 \cdot 2,5 = 1,25 \text{ м.}$$

2. Радиус сжатия для зарядной траншеи по формуле (4.124)

$$R_{сж} = 1,25 - 0,25 = 1 \text{ м.}$$

3. Диаметр прострелочного заряда по формуле (4.123)

$$d_n = \frac{2 \cdot 1,0}{4,0 \cdot \sqrt{\pi \cdot 1100}} = 0,085 \text{ м.}$$

4. Радиус сжатия для основной траншеи из формулы (4.125)

$$R_{сж} = 2,5 - 1,25 = 1,25 \text{ м.}$$

5. Масса заряда длиной 1 м по формуле (4.127)

$$Q_{зар.н} = 1,25^2 / 0,4^2 = 9,77 \text{ кг/м.}$$

6. Диаметр основного удлиненного заряда по формуле (4.128)

$$d_{осн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,77}{\pi \cdot 1100}} = 0,11 \text{ м.}$$

7. Ширина траншеи по верху с учетом ширины по дну, глубины траншеи и откосы 1:1

$$B_8 = 3 + 2 \cdot 2,5 = 8 \text{ м.}$$

8. Показатель действия взрыва по формуле (4.131)

$$n = 8 / (2 \cdot 1,25) = 3,2.$$

9. Функция, зависящая от показателя действия взрыва, по формуле (4.130)

$$f(n) = 3,2^2 + 0,4 \cdot 3,2 - 0,4 = 11,2.$$

10. Масса заряда длиной 1 м по формуле (4.129)

$$Q_{зар.н} = 0,6 \cdot 1,25^2 \cdot 11,2 = 8,34 \text{ кг/м.}$$

Как видно, результаты расчета $Q_{зар.н}$ по двум формулам (4.127) и (4.129) близки.

Пример 4.9. Рассчитать напряжения в стенке трубы, приняв следующие данные $t_p = 370$ ч; период температурных колебаний $T = 10$ ч; $E = 10^4$ Н/см²; $\alpha_t = 3 \cdot 10^{-4}$ 1/°C; $\mu = 0,5$; $a = 18$ см²/ч.

Решение

1. Величины Θ_0 и ω определяем по данным температурных наблюдений (рис. 4.42).

2. Представляя опытную кривую температур 1 (рис. 4.42, в) на поверхности грунта синусоидой 2, получаем $\Theta_0 = -30^\circ$ и $\omega = 0,7 \cdot 10^{-3}$ 1/ч.

3. Приняв далее $h = 300$ см, $\delta = 1$ см и время $t = 8,4 \cdot 10^3$ (для наиболее холодного времени года) по формуле (4.146) получим $\sigma_{тр} = 6,18 \cdot 10^3$ Н/см².

Для трубы диаметром 102 см продольное усилие составит $P = \pi D_n \delta \sigma_{тр} = 1,98 \cdot 10^6$ Н.

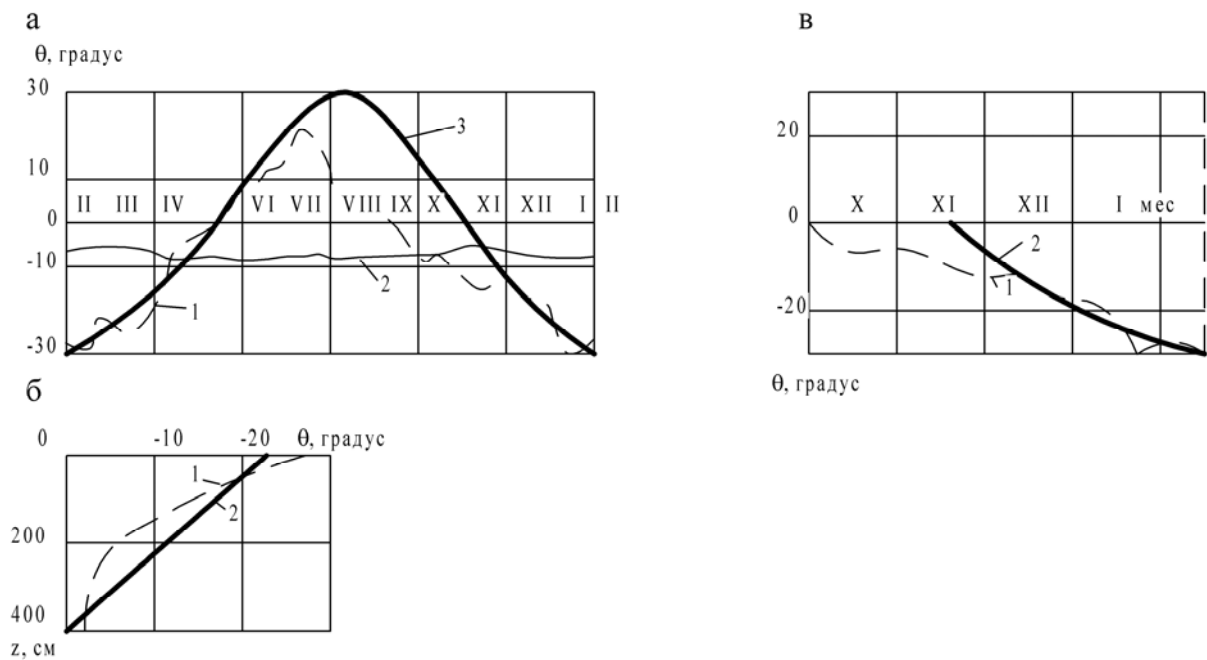


Рис.4.42. Графики температурных наблюдений:

а – изменение температуры грунта; 1 – на глубине $z=0$; 2 – линейная аппроксимация; 3 – аппроксимирующая кривая; б – изменение температуры по глубине; 1 – опытная кривая; 2 – линейная аппроксимация; в – изменение температуры поверхности грунта; 1 – опытная кривая; 2 – расчетная кривая

Пример 4.10. Выполнить прочностной и геометрический расчеты надземной прокладки трубопровода со слабоизогнутыми участками.

Исходные данные: участок трубопровода категории III; трубная сталь марки 13Г2АФ; $\sigma_T = 363$ МПа, $D_H \times \delta_H = 1020 \times 14,3$ мм; $D_{вн} = 991,4$ мм; $F = 0,045$ м²; $W = 8,516 \cdot 10^{-3}$ м³; $I = 5,71 \cdot 10^{-3}$ м⁴, $q_m = 3890$ Н/м; $q_{сн} = 1490$ Н/м; $q_{лед} = 220$ Н/м; $q_{вет} = 330$ Н/м; продукт перекачки – газ, $\rho = 7,5$ МПа, $\Delta t_1 = 40^\circ$ при нагревании и $\Delta t_2 = -30^\circ$ при охлаждении трубопровода.

Решение

1. Продольные напряжения от внутреннего давления по формуле (2.11) при $n_p = 1,1$

$$\sigma_{пр.р} = 1,1 \sigma_{пр.р}^H = 1,1 \cdot 0,25 \cdot \frac{7,5 \cdot 0,9914}{0,0143} = 143 \text{ МПа.}$$

2. Вес продукта по формуле (2.13)

$$q_{прод} \approx 1,0 \cdot 100 \cdot 7,5 \cdot 0,9914^2 \approx 737 \text{ Н/м.}$$

3. Расчетный вес трубопровода (см. п.2.1)

$$q_{тр} = q_m + q_{прод} + q_{сн} + q_{лед} = 3890 + 737 + 490 + 220 = 5337 \text{ Н/м.}$$

4. Расчетное сопротивление трубной стали по формуле (2.35) при $m = 0,9$, $k_2 = 1,15$, $k_n = 1,05$

$$R_2 = \frac{363 \cdot 0,9}{1,15 \cdot 1,05} = 270 \text{ МПа.}$$

5. Величина пролета между опорами по формуле (4.154)

$$\ell = \sqrt{\frac{12 \cdot 8,516 \cdot 10^3 \cdot (1,0 \cdot 270 - 143)}{5,337 \cdot 10^{-3}}} = 49,2 \approx 49 \text{ м.}$$

6. Принимаем длину компенсационного участка, равной $L = 4\ell = 4 \cdot 49 = 196 \text{ м.}$

7. Фактическая длина слабоизогнутого компенсационного участка по формуле (4.155)

$$L_{к.факт} = \frac{196}{\cos 12^\circ} = 200 \text{ м.}$$

8. Стрела изгиба трубопровода в середине компенсационного участка по формуле (4.158)

$$f = 0,5 \cdot 196 \cdot \tan 12^\circ = 20,8 \text{ м.}$$

9. Расстояние между неподвижными опорами по формуле (4.161)

$$L_{расч} = \frac{\left[1,0 \cdot 270 - \frac{0,33 \cdot 10^{-3} \cdot 49^2}{12 \cdot 8,516 \cdot 10^{-3}} - 1,1 \cdot 7,5 \cdot \left(\frac{1,02}{4 \cdot 0,0143} - 0,5 \right) \right] \cdot 196 \cdot 20,8}{6 \cdot \cos 12^\circ \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \left[1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 1,1 \cdot 7,5 \cdot \left(\frac{1,02}{10 \cdot 0,0143} - 0,2 \right) \right]} \times$$

$$\times \left(\frac{1}{8,516 \cdot 10^{-3}} - \frac{2}{0,045 \cdot 20,8} \right) = 796 \text{ м.}$$

Округляем $L_{расч}$ до числа, кратного 2ℓ

$$L_{расч}/2\ell = 796/2 \cdot 49 = 8,12.$$

откуда $L = 2 \cdot 49 \cdot 8 = 784 \text{ м}$, что соответствует 16 пролетам ℓ .

10. Фактическая длина трубопровода между неподвижными опорами по формуле (4.156)

$$L_{факт} = 784 - 196 + \frac{196}{\cos 12^\circ} = 788 \text{ м.}$$

11. Расстояние $A'B'$ по формуле (4.163)

$$A'B' = \frac{196}{2} \frac{1}{\cos 12^\circ} \left[1 + 1,2 \cdot 10^{-3} \cdot 40 + \frac{1,1 \cdot 7,5}{2,1 \cdot 10^5} \left(\frac{1,02}{10 \cdot 0,0143} - 0,2 \right) \right] = 100,3 \text{ м.}$$

12. Расстояние $A'O$ по формуле (4.164)

$$A'O = \frac{196}{2} - \frac{784 - 196}{2} \left[1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 40 + \frac{1,1 \cdot 7,5}{2,1 \cdot 10^5} \left(\frac{1,02}{10 \cdot 0,0143} - 0,2 \right) \right] = 97,8 \text{ м.}$$

13. Стрела изгиба трубопровода при повышении температуры по формуле (4.162)

$$f_{y8} = \sqrt{100,3^2 - 97,8^2} = 22,25 \text{ м.}$$

14. Расстояние $A''B''$ по формуле (4.166)

$$A''B'' = \frac{196}{2} \frac{1}{\cos 12^\circ} [1 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot (-30)] = 100,2 \text{ м.}$$

15. Расстояние $A''O$ по формуле (4.167)

$$A''O = \frac{196}{2} - \frac{784 - 196}{2} \cdot 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot (-30) = 98,2 \text{ м.}$$

16. Стрела изгиба трубопровода при уменьшении температуры по формуле (4.165)

$$f_{ym} = \sqrt{100,2^2 - 98,2^2} = 19,9 \text{ м.}$$

17. Минимальная ширина свободноподвижной опоры в вершине слабоизогнутого компенсационного участка

$$22,5 - 19,9 = 2,35 \text{ м.}$$

Пример 4.11. Определить, возможно ли осуществить укладку подземного стального трубопровода в районе шахтных разработок Донецкого бассейна без применения каких-либо конструктивных решений при обеспечении равнопрочности сварных соединений и основного металла. Условия прокладки следующие: диаметр трубопровода $D=600$ мм, толщина стенки $\delta = 0,8$ см; угол падения пласта $\alpha = 10^\circ$; мощность пласта $m = 1,2$ м; углы сдвижения $\beta_0 = 82^\circ$; $\varphi = 60^\circ$; предел текучести стали $\sigma_m = 250$ МПа. Трубопровод уложен в глинистом грунте и проходит «в крест простирания» пластов. Глубина горных работ до нижней границы выработки $H_2=206$ м; относительная величина максимального оседания $q_0 = 0,55$.

Решение

1. Расстояние от границы мульды сдвижения до точки максимального оседания дневной поверхности, т.е. длину полумульды по формуле (4.172)

$$L = 206[ctg82^\circ + ctg(60^\circ + 10^\circ)] = 103,9 \text{ м.}$$

2. Значение эмпирического коэффициента при $\alpha=10^\circ$ для Донецкого бассейна составляет 0,35.

3. Величина критического сдвижения $e_{кр}$ для глинистого грунта равна 5 см; максимальное значение интенсивности защемления для глинистого грунта (см. табл. 4.16)

$$Q_0 = 0,04 \text{ МПа, модуль упругости } E_T = \frac{E}{50} = \frac{2,1 \cdot 10^5}{50} = 4,2 \cdot 10^3 \text{ МПа.}$$

4. По формуле (4.177) находим максимально возможную длину полумульды сдвижения, при которой деформации в трубопроводе не превысят допускаемого уровня:

$$0,01 = \frac{1}{4,2 \cdot 10^9} \left[\frac{0,4L}{2 \cdot \pi \cdot 8 \cdot 10^{-3}} \arccos \left(\frac{2 \cdot 0,05}{0,35 \cdot 0,55 \cdot 1,2 \cdot \cos 10^\circ} - 1 \right) - 0,0012 (2,1 \cdot 10^{11} - 4,2 \cdot 10^9) \right].$$

В результате решения данного уравнения получаем искомое значение $L=166\text{м}$, т.е. величину полумульды сдвижения, при которой деформации в трубопроводе не превысят допускаемого уровня, принятого равным 1%. Поскольку фактическое значение полумульды сдвижения, равное 103,9 м, меньше допускаемого (166 м), то расчет показывает, что данный трубопровод будет работать удовлетворительно с деформациями, меньше допускаемых. Следовательно, в данном случае нет необходимости в применении каких-либо конструктивных мероприятий, например, установки компенсаторов.

5

ГЛАВА

СТРОИТЕЛЬСТВО ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

Трубопроводы при своем прохождении пересекают большое количество различных искусственных и естественных преград. Такие преграды называются переходами. В зависимости от вида препятствий *переходы подразделяют на подводные, воздушные и подземные.*

Существует множество методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия и конструкций таких переходов. Выбор метода (или конструкции) в каждом конкретном случае должен основываться на рассмотрении совокупности условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др. Основные методы прокладки переходов, области их применения и технические ограничения на их применение рассмотрены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Область применения методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

Метод прокладки перехода трубопровода	Область применения и достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
1	2	3
Траншейные методы: в грунте, в защитном кожухе, в канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Переходы через водоемы, дороги, существующие коммуникации	В ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект
Бестраншейные методы: прокол, продавливание, горизонтальное бурение, наклонно-направленное бурение, тоннельная проходка (микротоннелирование или с применением горно-проходческих комбайнов)	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями сооружениями и другими природными объектами, а также через горные участки. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности земли в ходе строительства и при невозможности применения других методов	Ограниченная длина перехода. Ограничения, связанные с геологическими условиями

1	2	3
Надземная прокладка (воздушные переходы): самонесущие, на опорах, подвесные переходы и т.п. Наземная прокладка: по поверхности грунта в насыпи или в другой защитной оболочке	Переходы через водоемы, дороги, сооружения, овраги, ущелья и другие объекты. Методы применяются при устройстве временных переходов, при невозможности или нецелесообразности заглубления (например, переходы через действующие коммуникации, через глубокие и узкие ущелья), при нестабильной поверхности дна, берегов или грунтовой толщи или при необходимости периодического доступа к переходу в период эксплуатации	Возникает надземное (наземное) сооружение, нуждающееся в обслуживании. Переход подвержен внешним воздействиям
Прокладка по дну водоема с механической защитой или без нее	Методы применяются при пересечении широких и глубоких водоемов, либо по дну морей	Должна быть обеспечена защита перехода от контактов с судами, якорями, рыболовецкими снастями и др., либо глубина, на которой невозможны такие воздействия

5.1.Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

К подводным переходам относятся участки трубопроводов, пересекающих естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища), шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной свыше 1,5 м.

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды проектируются на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды, требований по охране рыбных ресурсов и окружающей среды [10; 11; 12; 34; 58; 73; 83; 109; 114; 123; 125; 127; 128].

Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются для:

многониточных переходов – участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

одноточных переходов – участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10%-й обеспеченности.

Створы переходов через реки выбираются на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими не размываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода необходимо, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

5.1.1. Расчет устойчивости подводного трубопровода

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* [114] расчет устойчивости против всплытия подводного трубопровода выполняется по условию (4.59), в котором коэффициент надежности против всплытия $k_{н.в}$ принимается равным 1,05 для пойменных участков переходов, 1,10 для русловых участков переходов при ширине реки до 200 м; 1,15 для русловых участков переходов при ширине реки свыше 200 м.

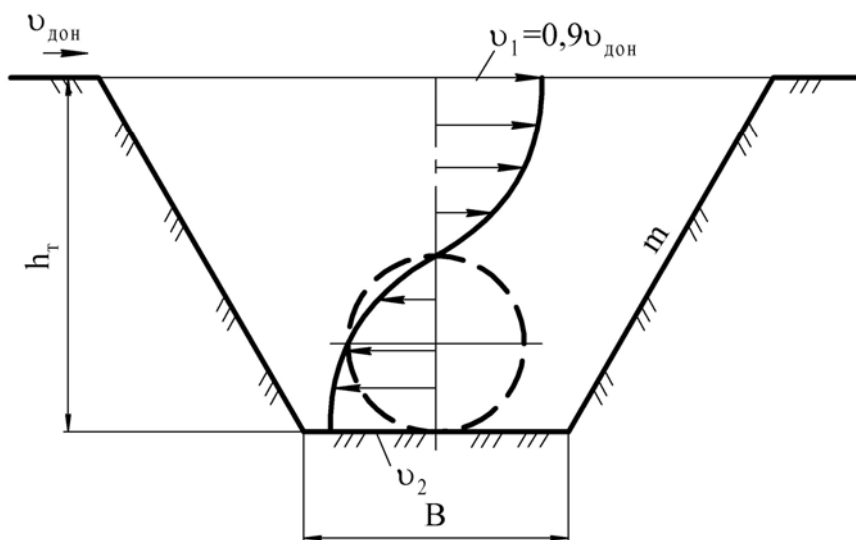


Рис.5.1. Распределение скоростей водного потока

При расчете устойчивости против всплытия подводного трубопровода, пересекающего реки, желательно учитывать вертикальную и горизонтальную составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи.

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия на единицу длины трубопровода

$$P_x = C_x \frac{\gamma_v}{2g} v^2 D_{н.и} , \quad (5.1)$$

где C_x – гидродинамический коэффициент обтекания трубы водным потоком;
 v – средняя скорость течения воды в слое на уровне уложенного на дно подводной траншеи трубопровода, м/с.

Изменение скорости водного потока и его направления показано на рис. 5.1. В формуле (5.1) в качестве v можно с достаточной точностью принять v_2 , значение которой отыскивается по номограммам [12] в зависимости от откосов траншеи m , ее ширины по дну B и глубины h_T . Ориентировочно значение P_x можно рассчитать, приняв в качестве v скорость v_1 , а донную скорость $v_{дон} = 0,6 v_{нов}$.

Коэффициент C_x определяется в зависимости от числа Рейнольдса:

$$Re = v D_{н.и} / \nu , \quad (5.2)$$

где ν – кинематическая вязкость воды, $\nu = 1,0 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

По экспериментальным данным, при $Re < 10^5$ $C_x = 1,1-1,2$; при $10^5 < Re \leq 10^7$ $C_x = 0,7 - 0,8$ для гладких труб и $C_x = 1,0$ для обетонированных или офутерованных труб.

Вертикальная составляющая воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода P_y рассчитывается по формуле:

$$P_y = C_y \frac{\gamma_v}{2g} v^2 D_{н.и} , \quad (5.3)$$

где C_y – гидродинамический коэффициент подъемной силы, остальные параметры те же, что и в формуле (5.1). Коэффициент C_y зависит от числа Рейнольдса и определяется (для гладких труб) по графику, приведенному в [12].

Для расчета устойчивости подводного трубопровода с учетом гидродинамического воздействия потока жидкости следует иметь в виду следующее.

1. Вертикальная составляющая P_y действует в том же направлении, что и выталкивающая сила воды q_v и, следовательно, вводится в основную формулу (4.60) с тем же положительным знаком.

2. Горизонтальная составляющая действует на трубу, сдвигая ее в сторону от оси траншеи. Для противодействия P_x за счет дополнительной нагрузки q создается сила трения

$$f_{mp} = qk , \quad (5.4)$$

где k – коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях. Отсюда

$$q = f_{mp} / k = P_x / k \quad . \quad (5.5)$$

Величина P_x/k вводится в формулу (4.60) также с положительным знаком. Тогда требуемый вес балластировки в воде будет определяться по следующей формуле:

$$q_{бал.в}^H = \frac{1}{n_{\bar{o}}} \left(k_{н.в} q_v + q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{mp} - q_{дон} \right) . \quad (5.6)$$

Соответственно формула (4.64) для расчета веса балластировки в воздухе принимает вид:

$$q_{бал.}^H = \frac{1}{n_{\bar{o}}} \left(k_{н.в} q_v + q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{mp} - q_{дон} \right) \times \frac{\gamma_{\bar{o}}}{\gamma_{\bar{o}} - k_{н.в} \gamma_v} . \quad (5.7)$$

Таблица 5.2

Значения коэффициентов трения трубы о грунт

Характеристика грунта	k	Характеристика грунта	k
Скальные грунты	0,65	Пески мелкие и супеси	0,45
Пески крупные и гравелистые	0,55	Илистые и суглинистые грунты	0,40

Значения коэффициента k для трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, приведены в табл. 5.2.

При укладке подводных трубопроводов необходимо производить проверку устойчивости трубы против смятия под действием внешнего гидростатического давления воды по формуле

$$\delta_n \geq \sqrt[3]{\frac{D_{cp}^3 \cdot \gamma_v (h_v + h_o)}{2E}} . \quad (5.8)$$

где D_{cp} – средний диаметр трубы, $D_{cp} = D_n - \delta_n$; h_v – глубина водоема; h_o – глубина заложения трубопровода до верхней образующей.

5.1.2. Определение параметров балластировки подводных трубопроводов

Балластировка подводных трубопроводов в пределах участка подводно-технических работ выполняется кольцевыми чугунными и железобетонными грузами, жестко фиксируемыми на трубопроводе (рис. 5.2), (табл. 5.3, 5.4) или сплошным обетонированием (рис.5.3).

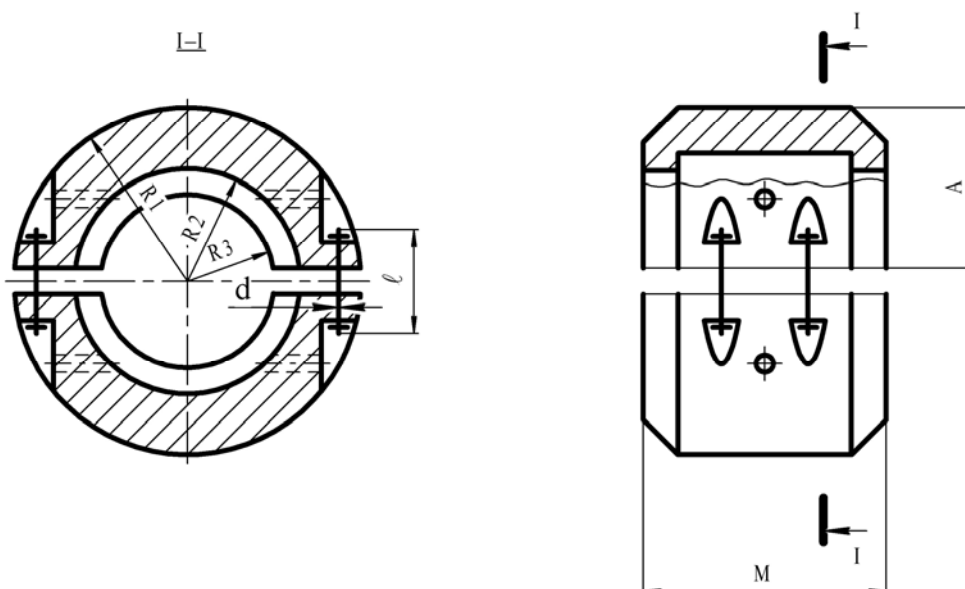


Рис.5.2. Чугунный кольцевой груз

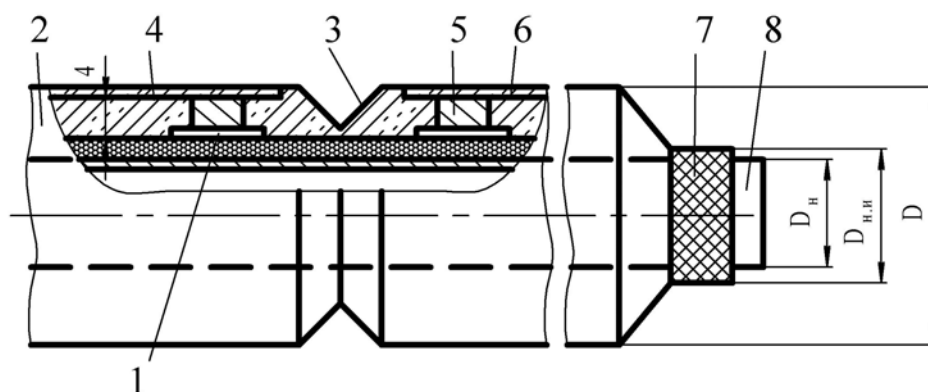


Рис.5.3. Монолитное бетонное покрытие трубопровода:

1 – подкладка по упор; 2 – железобетонное покрытие; 3 – рабочий шов бетонирования; 4 – продольная арматура; 5 – упор для фиксации сетки; 6 – арматурная сетка; 7 – изоляция; 8 – трубопровод

Расстояние между одиночными чугунными или железобетонными грузами рассчитывается по формуле (4.65), необходимое число грузов рассчитывается по формуле (4.68) (см. п.5.6). С учетом возможного опорожнения трубопровода $q_{дон}$ по СНиП 2.05.06-85* [114] может приниматься равной нулю.

Если предусматривается балластировка сплошным слоем бетона, то диаметр обетонированного трубопровода можно рассчитывать по формуле:

Таблица 5.3

Чугунные кольцевые грузы для баллаستировки трубопровода

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		R_1	R_2	R_3	A	M	d	ℓ
325	250	275	210	150	260	400	20	120
377	300	305	245	175	285	450	20	130
426	350	330	264	200	310	500	20	130
478	400	355	294	230	335	500	20	140
530	450	385	320	255	360	500	20	170
630	500	435	272	280	410	500	20	170
720	1100	480	415	310	455	960	24	180
820	1100	530	465	360	505	870	24	180
1020	1100	635	570	405	610	725	24	180

Таблица 5.4

Железобетонные кольцевые утяжеляющие грузы

Наружный диаметр трубопровода, мм	Марка груза	Масса груза на воздухе, кг	Объем груза, м ³	Толщина груза, м	Ширина груза, м	Наружный диаметр груза, м
1	2	3	4	5	6	7
530	УТК 530-12-2	658	0,28	0,105	1,2	0,81
720	УТК 720-18-2	2024	0,68	0,165	1,8	1,12
820	УТК 820-18-1	1564	0,88	0,120	1,8	1,13
	УТК 820-18-2	2300	1,00	0,165	1,8	1,22
1020	УТК 1020-24-1	3174	1,38	0,165	2,4	1,43
	УТК 1020-24-2	4048	1,76	0,200	2,4	1,50
1220	УТК 1220-24-1	4508	1,96	0,195	2,4	1,70
	УТК 1220-24-2	5658	2,46	0,240	2,4	1,79
1420	УТК 1420-24-1	5700	2,48	0,210	2,4	1,93

1	2	3	4	5	6	7
	УТК 1420-24-2	8240	3,58	0,285	2,4	2,08
530	-	450	0,075	0,065	0,530	0,76
720	-	1100	0,178	0,070	0,910	0,96
820	-	1100	0,179	0,070	0,820	1,06
1020	-	1100	0,185	0,070	0,705	1,26
1220	-	2000	0,352	0,090	0,884	1,65
1420	-	2000	0,455	0,100	0,884	1,74

$$D_{\delta} = \sqrt{\frac{\pi \cdot n_{\delta} D_{н.и}^2 + 4 \left(q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{тр} - q_{дон} \right)}{\pi (n_{\delta} \gamma_{\delta} - k_{н.в} \cdot \gamma_{в})}}, \quad (5.9)$$

а толщину слоя бетона по формуле:

$$\delta_{\delta} = (D_{\delta} - D_{н.и})/2 \quad (5.10)$$

5.1.3. Расчеты параметров укладки подводных трубопроводов на дно траншеи

Существует несколько открытых способов и схем укладки трубопроводов в подводные траншеи. Отметим три основных способа: протаскивание по дну, погружение с поверхности воды или с поверхности льда зимой и погружение с плавучих средств последовательным наращиванием секций трубопровода.

5.1.3.1. Параметры укладки подводных трубопроводов протаскиванием

Основным параметром укладки трубопровода в проектное положение протаскиванием по дну подводной траншеи с помощью заранее уложенного в неё троса является усилие протаскивания T_{np} . Оно зависит от способа балластировки, вида спусковой дорожки, стадии протаскивания и др. [10; 12].

Первая стадия: трогание трубопровода с места по грунтовой дорожке.

В случае сплошного обетонирования

$$T_{np} = fG + C, \quad (5.11)$$

где f – коэффициент трения трубопровода о грунт при продольном перемещении, который можно в первом приближении принять равным тангенсу угла внутреннего трения грунта ($tg\varphi_{zp}$); G – общий вес протаскиваемого трубопровода в воздухе, равный:

$$G = L(q_{mp} + q_{бал}) , \quad (5.12)$$

C – сопротивление трубопровода сдвигу, обусловленное сцеплением грунта,

$$C = Lc_{zp}i_{mp} , \quad (5.13)$$

L – длина протаскиваемого трубопровода; i_{mp} – длина части окружности трубы, врезавшейся в грунт, ориентировочно принимаемая равной $0,3D_n$; q_{mp} – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода, $q_{mp} = q_m + q_{из}$; $q_{бал}$ – расчетная интенсивность балластировки в воздухе.

Если балластировка выполняется одиночными пригрузами, то

$$T_{np} = fG + C + E_{nac} , \quad (5.14)$$

где G – общий вес футерованного трубопровода в воздухе, равный:

$$G = L \cdot (q_{mp} + q_{бал} + q_{фут}) ; \quad (5.15)$$

E_{nac} – пассивный отпор грунта движению пригрузов.

Значение расчетной нагрузки от собственного веса футеровки

$$q_{фут} = n_{с.в} \gamma_{фут} \frac{\pi(D_{н.ф}^2 - D_{н.и}^2)}{4} , \quad (5.16)$$

где $\gamma_{фут}$ – удельный вес деревянной футеровки, $\gamma_{фут} = 7600$ Н/м³; $D_{н.ф}$ – наружный диаметр футерованного трубопровода.

Пассивный отпор грунта найдем из выражения:

$$E_{nac} = N \cdot i \left[\frac{\gamma_{zp} t^2}{2} \cdot tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) + 2c_{zp} \cdot t \cdot tg \left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] , \quad (5.17)$$

где N – число пригрузов на трубопроводе; i – длина хорды той части пригруза, которая погружена в грунт (рис.5.4):

$$i = 2 \sqrt{\left(\frac{D_{н.г}}{2} \right)^2 - \left(\frac{D_{mp}}{2} \right)^2} . \quad (5.18)$$

t – толщина пригруза (см. табл. 5.4); $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта в воздухе; $c_{гр}$ – сцепление грунта.

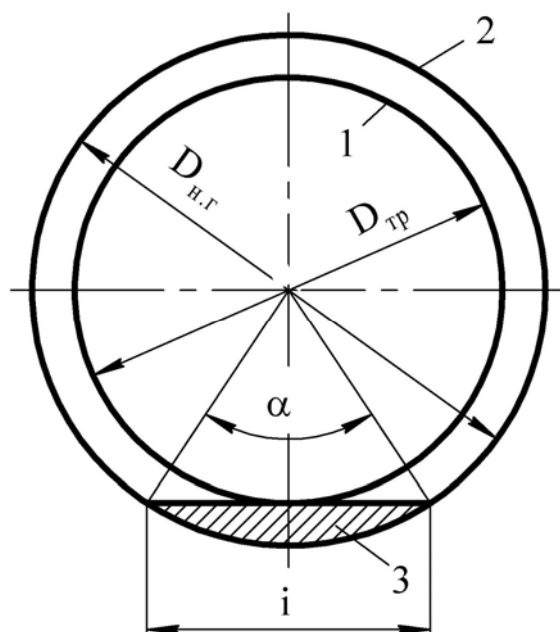


Рис.5.4. Схема опирания подводного трубопровода на грунт:

1 – поверхность трубопровода (с изоляцией и футеровкой); 2 – поверхность кольцевого утяжеляющего груза; 3 – часть груза, врезающаяся в грунт

Вторая стадия: скольжение по грунтовой дорожке. Независимо от способа балластировки

$$T_{np} = fG \quad (5.19)$$

Третья стадия: скольжение по дну подводной траншеи. Независимо от способа балластировки

$$T_{np} = f_s G_s \quad (5.20)$$

где G_s – общий вес протаскиваемого трубопровода в воде, равный:

$$G_s = L \cdot (q_{тр} + q_{бал.в} - q_в) \quad (5.21)$$

f_s – коэффициент трения трубопровода о грунт в воде, ориентировочно $f_s = 0,8 \operatorname{tg} \varphi_{гр}$.

Четвертая стадия: трогание трубопровода с места после временной (более одного часа) остановки протаскивания.

При сплошном обетонировании

$$T_{np} = f G_s + q_{nc} S \quad (5.22)$$

q_{nc} – интенсивность присоса трубопровода к дну подводной траншеи; в суглинках и плотных глинах $q_{nc} = 0,3 \text{ кН/м}^2$, в вязких глинах $q_{nc} = 0,6 \text{ кН/м}^2$; S – площадь поверхности контакта трубопровода с грунтом.

При балластировке одиночными грузами

$$T_{np} = f_s G_s + E_s + q_{nc} S' , \quad (5.23)$$

где S' - площадь поверхности контакта трубопровода и пригрузов с грунтом;
 E_s – пассивный отпор грунта в воде, определяемый по формуле:

$$E_s = N \cdot i \left[\frac{(\gamma_{zp} - \gamma_s) \cdot t^2}{2} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) + 2c_{zp} \cdot t \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] . \quad (5.24)$$

В формуле (5.24) значение сцепления грунта в воде $c_{zp,в} = 0,05 \cdot c_{zp}$, для офутерованного трубопровода $c_{zp,в} = 0,1 c_{zp}$.

По результатам расчетов выбирается максимальное усилие протаскивания. Если оно превышает технические возможности тяговых средств, его можно частично уменьшить в первой стадии за счет подъема и поддержания конечного участка трубопровода трубоукладчиками. В этом случае общий вес G уменьшается на значение веса приподнятой части трубопровода.

Значительного уменьшения T_{np} , можно добиться, используя рельсовую спусковую дорожку. В этом случае усилие протаскивания определяется по формуле:

$$T_{np} = [k_{Tm}(T_1 + T_2 + T_3) + T_4]L , \quad (5.25)$$

где k_{Tm} – коэффициент трогания трубопровода с места, равен 1,5 – 2,0; T_1 – сопротивление, создаваемое трением качения колеса тележки по рельсам; T_2 – сопротивление, создаваемое трением скольжения в подшипниках осей тележки; T_3 – дополнительное сопротивление, создаваемое трением реборд колес о рельсы при движении; T_4 – сопротивление, создаваемое трением тягового каната о грунт. Значения T_1 , T_2 , T_3 и T_4 , рассчитываются по формулам:

$$T_1 = \frac{(q_{mp} + q_{бал}) \left(1 + \frac{G_T}{G_{г.т}} \right) f_k}{R_T} ; \quad (5.26)$$

$$T_2 = \frac{(q_{mp} + q_{бал}) \left(1 + \frac{G_T}{G_{г.т}} \right) f_c r_T}{R_T} ; \quad (5.27)$$

$$T_3 = 0,5(T_1 + T_2) ; \quad (5.28)$$

$$T_4 = q_k f_{к.н} , \quad (5.29)$$

где $q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{ф}$; G_T – вес тележки; $G_{г.т}$ – грузоподъемность тележки; f_k – коэффициент трения качения; f_c – коэффициент трения скольжения, $f_c = 0,05$; r_T – радиус оси тележки; R_T – радиус колеса тележки; q_k – погонный вес тягового каната; $f_{к.н}$ – коэффициент трения каната о грунт, $f_{к.н} = 1,0$.

Возможен также вариант последовательного наращивания плетей на берегу, тогда уменьшается длина берегового участка протаскиваемого трубопровода, а расчет становится комбинированным, например, объединяются первая и четвертая стадии.

На третьей и четвертой стадиях протаскивания величину T_{np} можно понизить за счет разгружающих понтонов, уменьшающих вес трубопровода в воде. Так, формула (5.23) примет вид:

$$T_{np} = 0,8 \varphi_{зр} (G_{\epsilon} - n_{p.n} G_{p.n}) + E' + q_{nc} S' . \quad (5.30)$$

где $n_{p.n}$ – число разгружающих понтонов; $G_{p.n}$ – грузоподъемность понтона.

Номинальный ряд грузоподъемностей включает 15, 30, 50 и 100 кН.

Если известно значение, до которого необходимо понизить значение T_{np} , например, максимальное усилие $T_{тяг}$, создаваемое тяговой лебедкой, то, подставив его в формулу (5.30), определяют требуемое число понтонов:

$$n_{p.n} = \frac{G_{\epsilon}}{G_{p.n}} - \frac{T_{тяг} - E' - q_{nc} S'}{0,8 \varphi_{зр} G_{p.n}} . \quad (5.31)$$

Расстояние между понтонами

$$\ell_{p.n} = L / n_{p.n} . \quad (5.32)$$

Подъемная сила на единицу длины трубопровода

$$q_{p.n} = G_{p.n} / \ell_{p.n} . \quad (5.33)$$

Расчетное тяговое усилие T_p определяется как:

$$T_p = m_{тяг} T_{np} , \quad (5.34)$$

где $m_{тяг}$ – коэффициент условий работы, принимаемый равным 1,1 при протаскивании лебедкой и 1,2 при использовании тракторной тяги.

Максимальное тяговое усилие, развиваемое подобранными тяговыми средствами, должно отвечать условию:

$$T_{тяг} \leq T_p . \quad (5.35)$$

Тяговый трос подбирается в зависимости от его разрывного усилия

$$F_o \geq T_p \frac{m_T n_T}{k_{od} t_{TC}}, \quad (5.36)$$

где m_T – коэффициент условий работы, $m_T = 1,1$; n_T – коэффициент надежности по нагрузке от тягового усилия, $n_T = 2$ при протаскивании по грунту и $n_T = 1,3$ при протаскивании по специальным спусковым дорожкам; k_{od} – коэффициент однородности, равный для нового троса 1,0 и для изношенного в пределах установленной нормы 0,8; t_{TC} – коэффициент тросового соединения с трубопроводом, значение которого приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Значения коэффициента тросового соединения

Тип закрепления на трубопроводе	$t_{T.C}$	Тип закрепления на трубопроводе	$t_{T.C}$
Изгибом вокруг подвижного блока полиспаста	0,43	Оплеткой	0,75
Изгибом вокруг коуша	0,67	Сжимами	0,7
Продеванием в отверстия в планках	0,35	Простым, двойным, задвижным штыковым узлами при установке не менее двух сжимов	0,5
Через крюк простой петель	0,20	Прямой узлом восьмеркой на металле	0,4
Расправленными узлами	0,50	-	-

Значения разрывных усилий для стальных канатов приведены в табл. (приложение Д).

В качестве тяговых средств наиболее эффективными являются тяговые лебедки ЛП-1, ЛП-1А, ЛП-151 и ЛП-301, основные технико-экономические параметры которых приведены в табл. 5.6.

Техническая характеристика лебедок протаскивания

Показатель	Тип лебедки			
	ЛП-1	ЛП-1А	ЛП-151	ЛП-301
Длина тягового троса, м	1500	1600	500	1000
Диаметр троса, мм	39	39	60,5	60,5
Тяговое усилие ¹ , кН				
1-я передача	$\frac{500}{1000}$	$\frac{720}{1440}$	$\frac{1500}{3000}$	$\frac{1500}{3000}$
2-я передача	$\frac{310}{630}$	-	-	$\frac{800}{1600}$
3-я передача	$\frac{260}{530}$	-	-	$\frac{580}{1160}$
4-я передача	$\frac{180}{360}$	-	-	-
Скорость протаскивания ² , м/мин:				
1-я передача	$\frac{6,3}{3,15}$	-	-	$\frac{6,3}{3,15}$
2-я передача	$\frac{10}{5}$	-	-	$\frac{11,8}{5,9}$
3-я передача	$\frac{12}{6}$	-	-	$\frac{13,4}{8,2}$

¹В числителе дано тяговое усилие без подвижного блока, в знаменателе – с подвижным блоком.

²В числителе дана скорость протаскивания без подвижного блока, в знаменателе – с подвижным блоком.

Для закрепления лебедок используют анкеры, простейшая конструкция которых, совмещенная с расчетной схемой, приведена на рис. 5.5. Несущая способность такого анкера (на единицу длины) может быть определена с двух-трехкратным запасом по формуле [11]:

$$P_{\text{анк}} = \frac{6,86 \left(z - 1,5 \frac{d}{h} \cdot \sin \alpha \right) \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot h \cdot d \sin \varphi_{\text{зр}}}{(1,44 - 1,04 \sin \varphi_{\text{зр}}) + (0,1 + 0,56 \sin \varphi_{\text{зр}}) \cdot \frac{d}{h} \sin \alpha}, \quad (5.37)$$

где z – параметр, равный:

$$z = 1 + \frac{c_{zp} \cdot \operatorname{ctg} \varphi_{zp}}{\gamma_{zp} \cdot h} ; \quad (5.38)$$

α - угол наклона тросовой оттяжки к горизонту; d - диаметр анкера (трубы, бревна, пакета из труб или бревен); h - глубина заложения анкера, считая от оси. Диаметр бревен должен не менее 20 см, труб – 25 см.

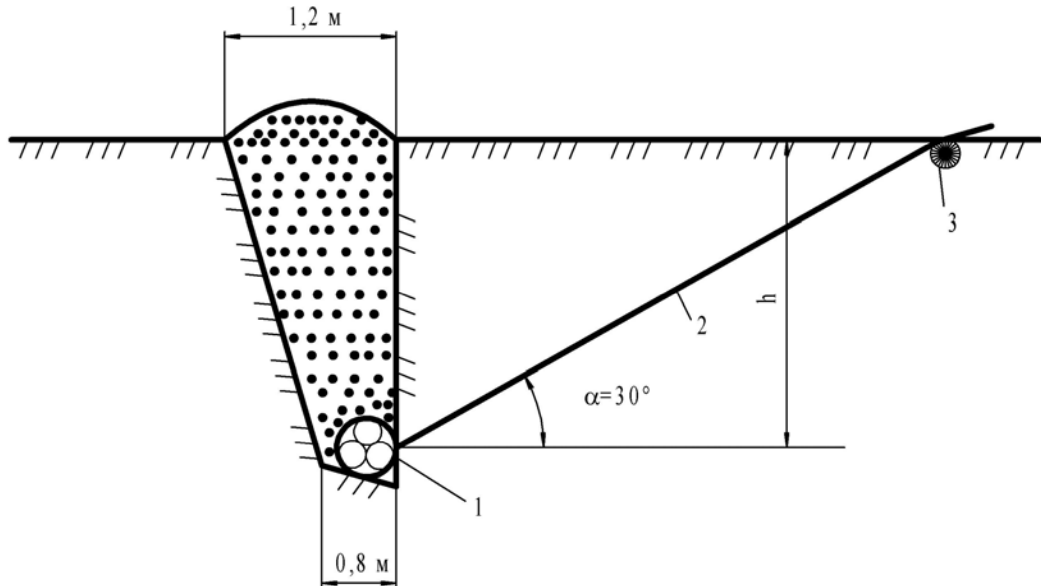


Рис.5.5. Конструкция анкера:
1 – анкер; 2 – трос; 3 – направляющий брус

5.1.3.2. Параметры укладки подводных трубопроводов с поверхности воды

Различают три этапа укладки трубопровода в проектное положение: начальный, промежуточный и конечный, каждому из которых соответствуют своя расчетная схема и метод расчета. Учитывая, что трубопровод является тонкостенной конструкцией, для упрощения расчетов принимается допущение о равенстве выталкивающей силы q_v и веса воды в единице длины трубопровода.

Начальный этап. Схема начального этапа приведена на рис. 5.6. Трубопровод испытывает консольный изгиб, и наибольшие напряжения возникают в нем в момент касания трубопроводом дна траншеи (водоема).

При имеющихся исходных значениях расчетных нагрузок q_1 и q_2 (см. приложение В – последний и предпоследний столбцы) определяются параметры m и β :

$$m = q_2 / (q_1 + q_2) = q_2 / \omega . \quad (5.39)$$

$$\beta^2 = \sqrt{\frac{q_1}{4 \cdot y_o \cdot E \cdot I}} \quad , \quad (5.40)$$

где y_o – расстояние между поверхностью воды и верхней образующей прилегающего участка трубопровода на плаву, которое определяется по графику (рис. 5.7) в зависимости от наружного диаметра трубы $D_{\text{н}}$, собственного веса трубопровода в воздухе $q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{из}}$ (при наличии футеровки добавляется $q_{\text{фут}}$) и отношения $q_2/q_{\text{тр}}$. Затем рассчитываются безразмерные длины участков a и c :

$$\bar{a} = (1 - \sqrt{1 - m}) \sqrt{\frac{m \bar{\sigma}_b}{(1 - m)[2(1 - \sqrt{1 - m}) - m]}}; \quad (5.41)$$

$$\bar{c} = \sqrt{\frac{m \bar{\sigma}_b}{(1 - m)[2(1 - \sqrt{1 - m}) - m]}} - 1 \quad , \quad (5.42)$$

где $\bar{\sigma}_b$ – безразмерные максимальные напряжения на участке b , равные:

$$\bar{\sigma}_b = 2\beta^2 R_2 \frac{W}{\omega}. \quad (5.43)$$

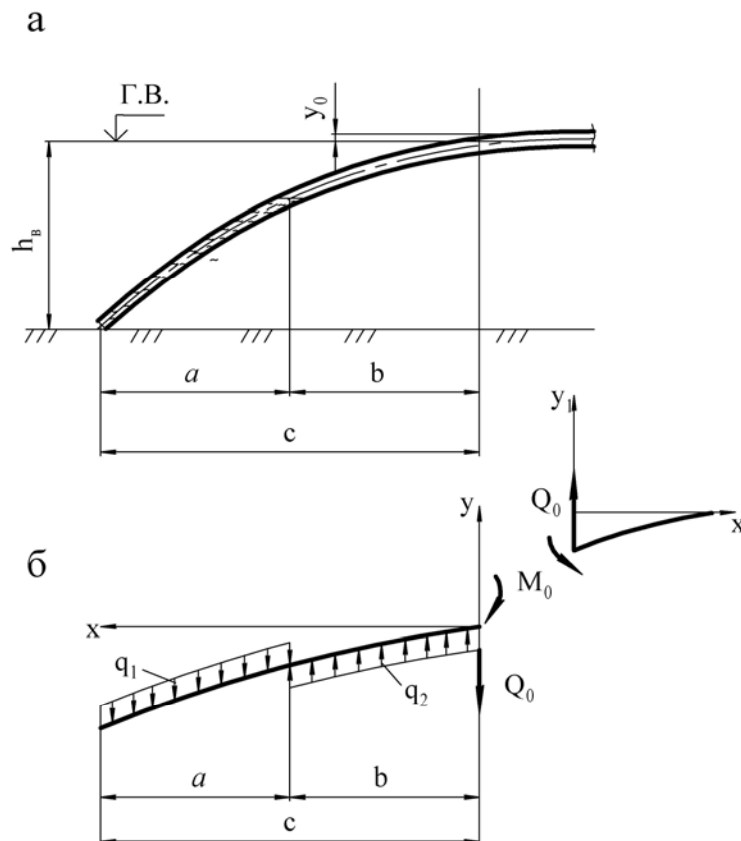


Рис.5.6. Начальный этап погружения трубопровода:
а – схема погружения; б – расчетная схема

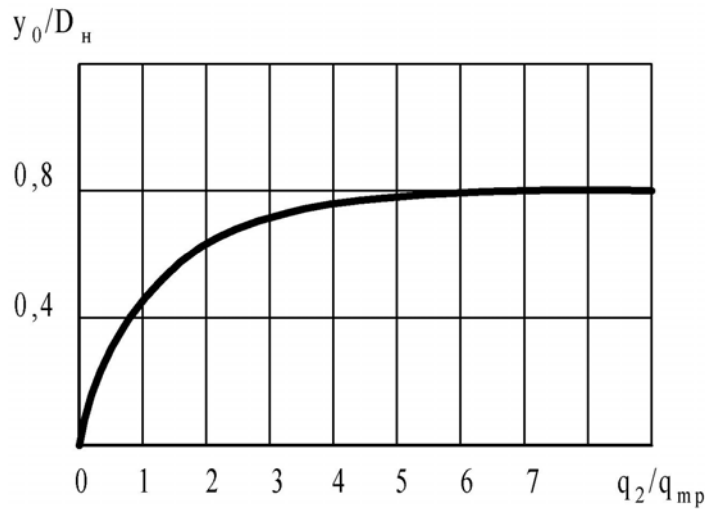


Рис.5.7. Зависимость y_0/D_n от q_2/q_{mp}

Здесь R_2 – расчетное сопротивление металла трубы; W – момент сопротивления поперечного сечения металла трубопровода.

Безразмерную величину поперечной силы $\bar{Q}_o$ в начале координат и безразмерные максимальные напряжения изгиба на прилегающем участке трубопровода $\bar{\sigma}_n$ найдем из выражений:

$$\bar{Q}_o = m\bar{c} - \bar{a} ; \quad (5.44)$$

$$\bar{\sigma}_n = \sqrt{m^2 + 2m(m\bar{c} - \bar{a}) + 2(m\bar{c} - \bar{a})^2} \cdot e^{-\arctg \frac{\bar{a} - m\bar{c}}{m(\bar{c} - 1) - \bar{a}}} . \quad (5.45)$$

Если $\bar{Q}_o \geq 0$, то $\bar{\sigma}_b \geq \bar{\sigma}_n$ и по выражению

$$\bar{h} = \frac{2\bar{c}}{m} \left[(m\bar{c} - \bar{a}) \left(\frac{\bar{c}^2}{3} + \bar{c} + 1 \right) - m \left(\frac{\bar{c}^3}{12} - \frac{\bar{c}}{12} - 1 \right) + \frac{\bar{a}^4}{12\bar{c}} \right] \quad (5.46)$$

определяется безразмерная допустимая глубина укладки трубопровода. Если $\bar{Q}_o < 0$, то $\bar{\sigma}_b < \bar{\sigma}_n$, и расчет выполняется методом последовательных приближений, уменьшая $\bar{\sigma}_b$ до тех пор, пока не начнет выполняться условие $\bar{\sigma}_b \geq \bar{\sigma}_n$.

В заключение расчета осуществляется перевод безразмерных линейных параметров $\bar{a}$ и $\bar{c}$ в линейные:

$$a = \frac{\bar{a}}{\beta} ; \quad (5.47)$$

$$c = \frac{\bar{c}}{\beta} ; \quad (5.48)$$

и определяется допустимая глубина погружения:

$$h_g = y_o \bar{h} + D_n . \quad (5.49)$$

Распределенные нагрузки q_1 и q_2 для трубопроводов, имеющих положительную плавучесть, рассчитываются как:

$$q_1 = q_{mp} + q_{бал} \quad (5.50)$$

$$q_2 = q_g - q_{mp} - q_{бал} , \quad (5.51)$$

а для трубопроводов, имеющих отрицательную плавучесть, удерживаемых на плаву за счет понтонов и погружающихся за счет отстроповки,

$$q_1 = q_{mp} + q_{бал} - q_g \quad (5.52)$$

$$q_2 = q_{p.n} + q_g - q_{mp} - q_{бал} \quad (5.53)$$

Промежуточный этап. Схема промежуточного этапа приведена на рис. 5.8. Трубопровод рассматривается как однопролетная балка с нулевыми граничными условиями на обоих концах для угла поворота и изгибающего момента. Наибольшие значения изгибающих моментов для участков a и b определяются по формулам:

$$M_a = \sqrt{\frac{3hEI\omega}{2}} \cdot \psi_a ; \quad (5.54)$$

$$M_b = \sqrt{\frac{3hEI\omega}{2}} \cdot \psi_b , \quad (5.55)$$

где ψ_a и ψ_b – безразмерные функции, зависящие от отношения q_1 / q_2 и определяемые по графику (рис. 5.9); ω – сумма нагрузок $\omega = q_1 + q_2$; h – глубина погружения трубопровода, при известной глубине водоема h_g , $h = h_g - D_n + y_o$. При отношении $q_1 / q_2 > 1$ максимальным изгибающим моментом будет M_a , при отношении $q_1 / q_2 < 1$ максимальным будет изгибающий момент M_b .

Максимальные напряжения в трубопроводе от изгиба рассчитываются по формуле:

$$\sigma_{max} = M_{max} / W \quad (5.56)$$

и сравниваются с допустимыми, равными R_2 . Если $\sigma_{max} \leq R_2$, то погружение трубопровода возможно.

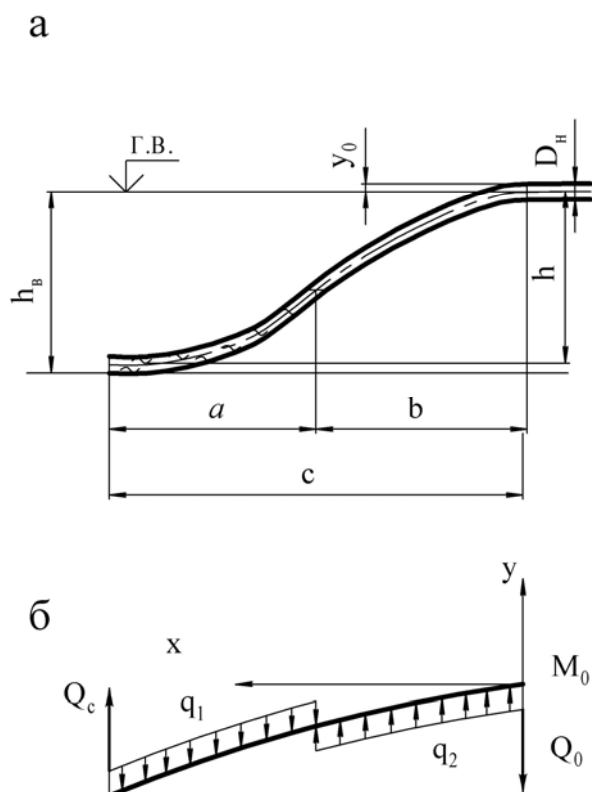


Рис.5.8. Погружение трубопровода в промежуточной стадии:
а – схема погружения; б – расчетная схема

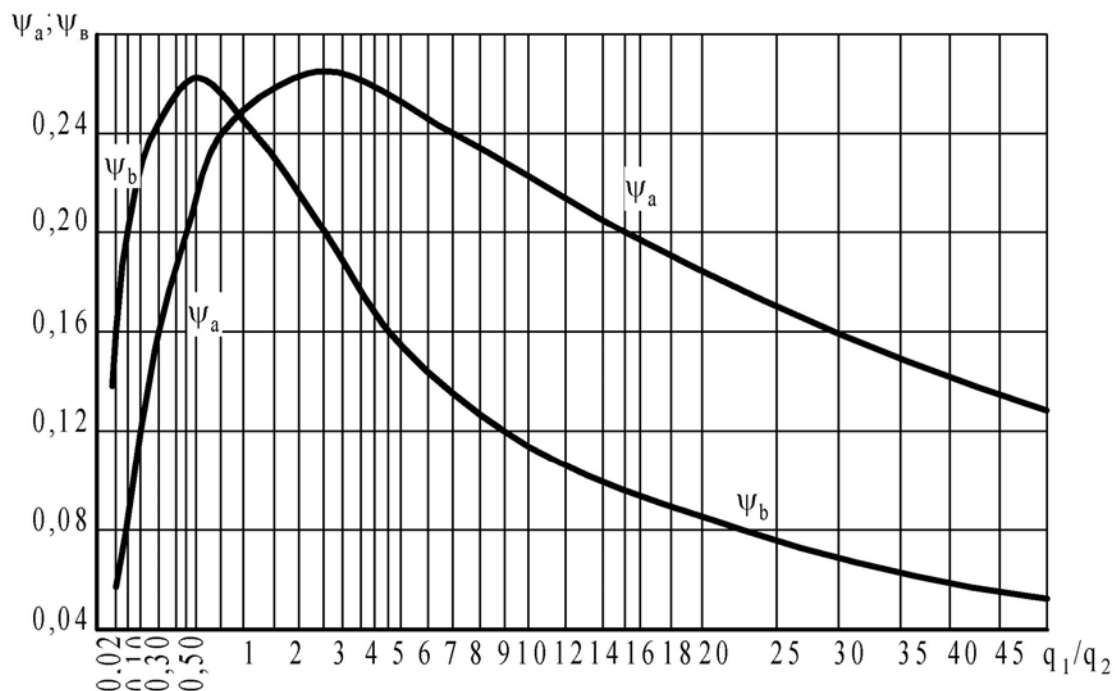


Рис.5.9. Зависимость коэффициентов ψ_a и ψ_b от отношения q_1/q_2

Далее определяются расстояния a , b и c по формулам:

$$a = \sqrt[4]{\frac{6hEI}{\omega(n-0,5)^2 - 0,25n^4 q_2}} ; \quad (5.57)$$

$$c = n \cdot a ; \quad (5.58)$$

$$b = c - a , \quad (5.59)$$

где n – коэффициент, определяемый по графикам (рис. 5.10) в зависимости от величины отношения q_1/q_2 . Если $\sigma_{max} > R_2$, принимают меры к уменьшению σ_{max} изменением отношения q_1/q_2 .

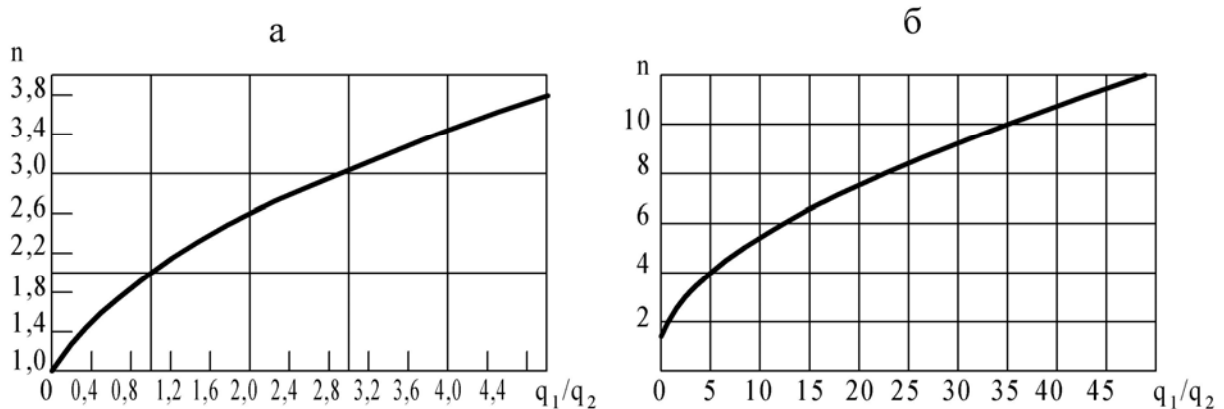


Рис.5.10. Зависимость n от q_1/q_2 :
а – $0 < q_1/q_2 \leq 5$; б – $5 < q_1/q_2 < 50$

Максимально возможную глубину погружения трубопровода можно рассчитать по эмпирической зависимости:

$$h_{max} = \frac{R_2^2 \delta_n}{157 \psi^2 D_{cp}} , \quad (5.60)$$

где ψ – коэффициент, принимаемый равным ψ_a при $q_1/q_2 > 1$ и ψ_b при $q_1/q_2 < 1$. $D_{cp} = D_n - \delta_n$ – средний диаметр трубопровода.

Соответствующая максимальная глубина водоема (см. рис. 5.8)

$$h_g = h_{max} + D_n - y_o , \quad (5.61)$$

где y_o – величина, определяемая по графику (см. рис. 5.7).

Конечный этап. Схема конечного этапа приведена на рис. 5.11.

Длины участков a , b и c вычисляются с помощью зависимостей:

$$c = \frac{R}{q_1} \left(1 + \frac{1}{m} \right) ; \quad (5.62)$$

$$b = \frac{R}{\omega} \sqrt{\frac{1}{m}} , \quad (5.63)$$

где R – реакция грунта в точке касания трубопроводом дна водоема (траншеи),

$$R = \sqrt{2q_1\sigma_a W} . \quad (5.64)$$

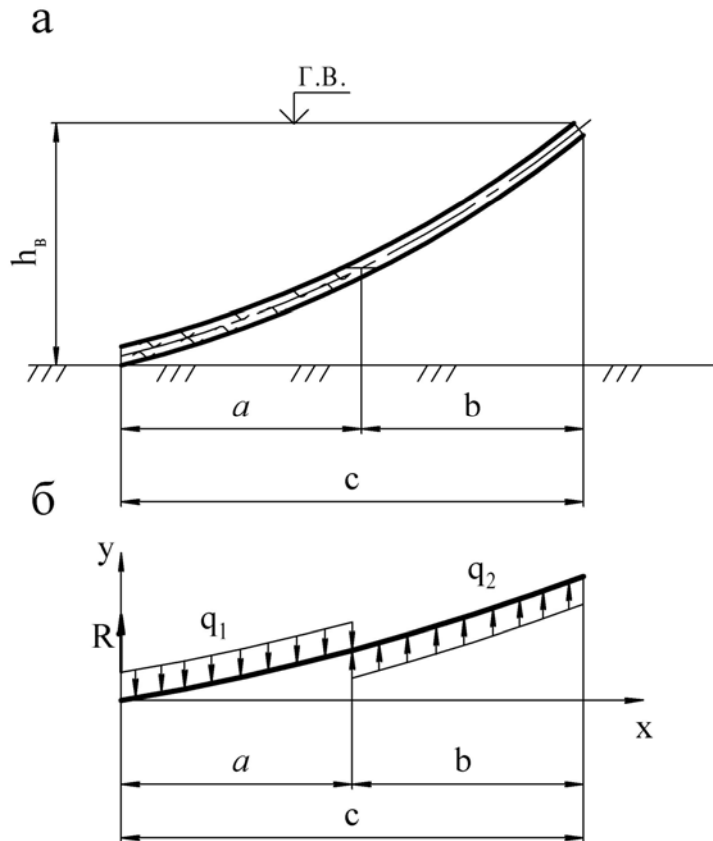


Рис.5.11. Конечный этап погружения трубопровода:
а – схема погружения; б – расчетная схема

Здесь σ_a – максимальные напряжений изгиба на участке a . Приняв в качестве σ_a расчетное сопротивление стали R_2 , можно определить максимальное значение реакции R_{max} наибольшие значения расстояний c , b , a , а также высоты h , используя уравнение прогибов:

$$Elh = Rc^3 / 6 - q_1c^4 / 24 + \omega b^4 / 24 . \quad (5.65)$$

Тогда максимальная глубина водоема

$$h_g = h + D_n . \quad (5.66)$$

Технология укладки трубопровода с поверхности воды предусматривает установку подготовленного участка на плаву в исходное положение в створе перехода и последующее его затопление на проектные отметки. На реках

трубопровод подвержен воздействию гидродинамического потока воды и отклоняется от створа перехода, прогибаясь в горизонтальной плоскости. Условия его прочности и допустимого отклонения от линии створа записываются в виде:

$$L \leq \sqrt{\frac{8R_2W}{P_x}} ; \quad (5.67)$$

$$f = \frac{5}{384} \cdot \frac{P_x L^4}{EI} \leq \frac{B}{2} , \quad (5.68)$$

где P_x – интенсивность воздействия гидродинамического потока на трубопровод, в самом неблагоприятном случае при полном погружении трубопровода в воду определяемая по формуле (5.1), где в качестве v принимается поверхностная скорость течения $v_{нов}$, а в качестве $D_{н.л}$ – усредненная проекция смоченной поверхности зафутерованного забалластированного трубопровода на вертикальную плоскость, отнесенная к одному погонному метру; B – ширина подводной траншеи по дну.

Когда условие (5.67) или (5.68) не выполняется, устанавливаются оттяжки. При двухпролетной схеме (т.е. одной оттяжке посередине), значение пролетов ℓ_n должно удовлетворять условиям:

$$\ell_n \leq \sqrt{\frac{9,35R_2W}{P_x}} ; \quad (5.69)$$

$$L \leq 2\ell_n ; \quad (5.70)$$

$$f = \frac{2,5}{384} \cdot \frac{P_x \ell_n^4}{EI} \leq \frac{B}{2} . \quad (5.71)$$

При трех и более пролетах значение ℓ_n должно удовлетворять условиям:

$$\ell_n \leq \sqrt{\frac{12R_2W}{P_x}} ; \quad (5.72)$$

$$f = \frac{1}{384} \cdot \frac{P_x \ell_n^4}{EI} \leq \frac{B}{2} . \quad (5.73)$$

Число оттяжек принимается равным:

$$n_{от} = L/\ell_n \quad (5.74)$$

и округляется в большую сторону. Усилие в каждой оттяжке:

$$N_{om} = P_x \ell_n . \quad (5.75)$$

5.1.4. Расчет берегоукреплений в створах подводных переходов^{*)}

Берегоукрепления предназначены для защиты подводных трубопроводов и берегов водоемов от разрушения. Существуют различные конструкции берегоукреплений: крепление каменной наброской, покрытие из сборных железобетонных плит, покрытие из закрепленных грунтов и т.д. Одной из наиболее эффективных является комбинированная конструкция берегоукрепления, представленная на рис. 5.12, где подводная часть представляет собой каменную наброску, а надводная – покрытие из закрепленных грунтов.

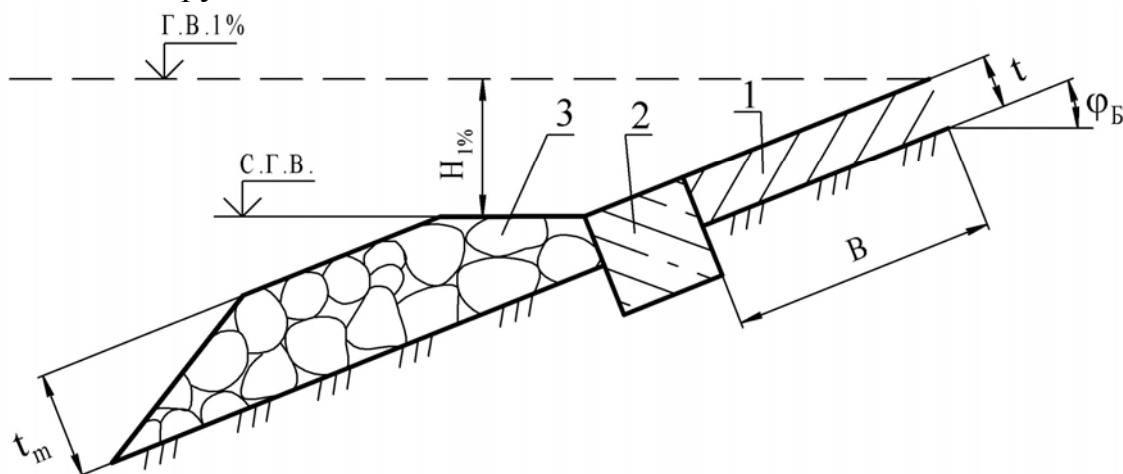


Рис.5.12. Конструкция берегоукрепления:

1 – покрытие из закрепленных грунтов; 2 – упор из железобетонных блоков;
3 – каменная наброска

При проектировании берегоукрепительных сооружений следует руководствоваться основными положениями СНиП 2.06.04 – 82 [115], СНиП 33-01 – 2003 [122], СП 33-101 – 2003 [124].

Протяженность берегоукрепления вдоль уреза воды в створе подводного трубопровода должна определяться в зависимости от конкретных гидрогеологических и геологических условий по данным изысканий. Границы укрепляемой полосы берега в створе перехода должны быть расположены на расстоянии 30–100 м от крайних ниток трубопроводов.

При незатапливаемых берегах возвышение верха берегоукрепления над максимальным уровнем воды 1% обеспеченности следует принимать для судоходных рек, каналов по наибольшему значению из определенных по формулам (5.76), (5.77), для несудоходных – по формуле (5.76):

^{*)} Материалы предоставлены д.т.н., проф. Спектором Ю.И.

$$h_{B.E} = \Delta h_{set} + h_{run5\%} + 0,5 ; \quad (5.76)$$

$$h_{B.E} = h_{rsh} + 0,5 , \quad (5.77)$$

где $h_{B.E}$ – возвышение верха берегоукрепления над уровнем воды 1% обеспеченности, м; Δh_{set} – ветровой вагон воды, м; $h_{run5\%}$ – высота наката на береговой откос ветровых волн обеспеченностью 5% по накату, м; h_{rsh} – высота наката судовой волны на откос, м.

При затапливаемых берегах кроме откосной части должна укрепляться пойменная часть на участке, прилегающем к откосу, длиной 1–5 м [128]. Высоту наката на береговой откос ветровых волн обеспеченностью 5% по накату следует определить по формуле:

$$h_{run5\%} = 0,9k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{5\%}, \quad (5.78)$$

где k_{sp} – коэффициент, значение которого принимается по табл. 5.7; k_{run} – коэффициент, значение которого принимается по табл. 5.8; $h_{5\%}$ – высота ветровой волны обеспеченностью 5%.

Таблица 5.7

Значение коэффициента k_{sp}

Коэффициент заложения берегового откоса $ctg\varphi_b$	1,5–2,0	3,0–5,0
для скорости ветра 20 м/с и более	1,4	1,5
для скорости ветра 10 м/с и менее	1,1	1,1

Таблица 5.8

Значения параметра ξ и коэффициента k_{run}

Коэффициент заложения откоса $ctg\varphi_b$	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0
Параметр ξ	0,163	0,155	0,150	0,142	0,138
Коэффициент k_{run}	2,6	2,3	1,6	1,2	1,0

Примечание. Для значений $ctg\varphi_b$, отличных от приведенных в таблице, величины ξ и k_{run} определяются интерполяцией.

Высоту наката судовой волны на откос необходимо определять по формуле:

$$h_{rsh} = 1,4 \frac{0,5h_{sh} + 0,1ctg\varphi_B}{1 - 0,05ctg\varphi_B}, \quad (5.79)$$

где h_{sh} – высота судовой волны, м; φ_B – угол наклона грани берегоукрепления к горизонту, град.

Нижняя граница берегоукрепления должна назначаться из условия неразмываемости грунта максимальными данными скоростями при минимальном уровне воды. При этом должно выполняться условие:

$$v_{b.adm} > v_{b.max}. \quad (5.80)$$

где $v_{b.max}$ – максимальная скорость на заданной глубине от минимального уровня воды, м/с; $v_{b.adm}$ – допускаемая неразмывающая скорость, м/с, значение которой принимается в зависимости от крупности фракций грунта d_{10} , мм по рис. 5.13. или по табл. 5.9.

Таблица 5.9.

**Допускаемые (неразмывающие) средние скорости течения воды для
несвязных грунтов, м/с**

Грунт	Средняя глубина потока, м			
	2	3	5	10 и более
Пыль и ил	0,25-0,40	0,30-0,45	0,40-0,55	0,45-0,65
Песок				
мелкий	0,40-0,55	0,45-0,60	0,55-0,70	0,65-0,80
средний	0,55-0,70	0,60-0,75	0,70-0,85	0,80-0,95
крупный	0,70-0,80	0,75-0,90	0,85-1,00	0,95-1,20
Гравий				
мелкий	0,80-1,00	0,90-1,10	1,00-1,20	1,20-1,50
средний	1,00-1,15	1,10-1,30	1,20-1,45	1,50-1,75
крупный	1,15-1,35	1,30-1,50	1,45-1,65	1,75-2,00
Галька				
мелкая	1,35-1,55	1,50-1,85	1,65-2,00	2,00-2,30
средняя	1,65-2,10	1,85-2,30	2,00-2,45	2,30-2,79
крупная	1,10-2,75	2,30-3,10	2,45-3,30	2,70-3,60

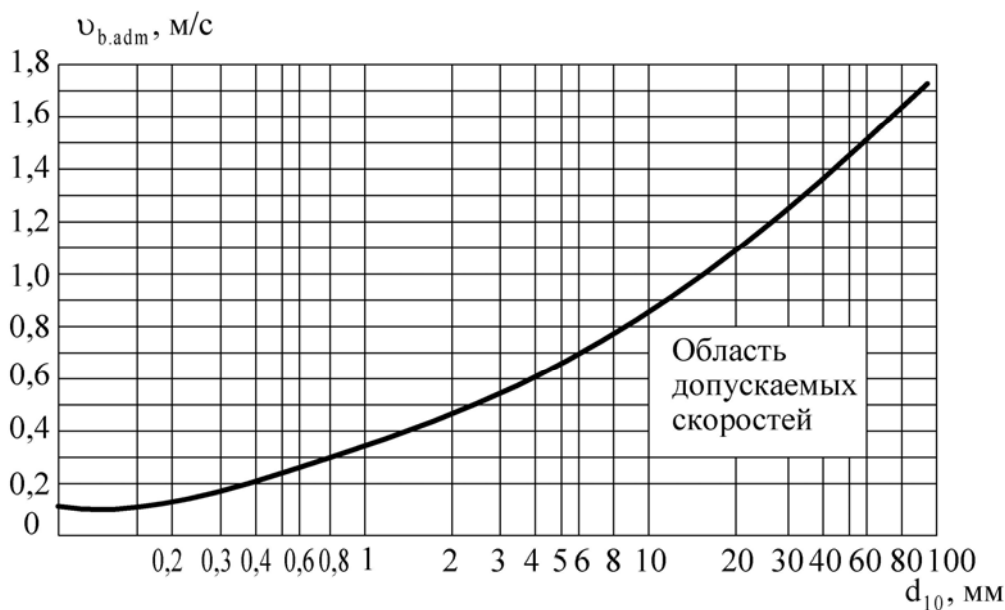


Рис.5.13. График допустимых значений неразмывающих скоростей

Допускаемые (неразмывающие) средние скорости течения воды для связных и других грунтов равны, м/с:

- глины мелкие – 0,70, нормальные – 1,20-1,40, плотные – 1,50-1,80;
- илистые грунты – 0,50-0,60;
- дерн свежий плашмя – 0,90-1,00, в стенку – 2,00-2,20.

Нижняя граница покрытия из закрепленных грунтов должна назначаться на удалении не менее 3 м от уреза воды в период производства берегоукрепительных работ.

Ширина покрытия из закрепленных грунтов B , м, определяется по формуле

$$B = \frac{h_{B.H}}{\sin \varphi_B} . \quad (5.81)$$

где $h_{B.H}$ – разность отметок верха и низа покрытия из закрепленных грунтов, м.

Толщина берегоукрепительного покрытия из закрепленных грунтов должна определяться по формуле:

$$t = \frac{1,1P_{c.max}}{(\gamma_{з.зр} - \gamma_в) \cos \varphi_B} , \quad (5.82)$$

где $P_{c.max}$ – максимальное волновое противодействие, Па; $\gamma_{з.зр}$ – удельный вес закрепленных грунтов, Н/м³.

Значение t , определенное по формуле (5.83), должно округляться в большую сторону с точностью до 0,05 м.

Максимальное волновое противодействие ветровых волн определяется по формуле [115]:

$$P_{c.max} = \xi \gamma_{\theta} h_{5\%} , \quad (5.83)$$

где ξ - параметр, значение которого определяется по табл. 5.8.

Максимальное волновое противодействие судовых волн определяется по формуле [115]:

$$P_{c.max} = 0,3 \gamma_{\theta} h_{sh} . \quad (5.84)$$

Следует производить проверку устойчивости берегоукрепительного покрытия против сползания по откосу. При этом должно выполняться неравенство:

$$\frac{[(\gamma_{з.зр} - \gamma_{\theta}) \cdot tB \cos \varphi_B - P_c] \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зр} + c_{зр} B \cdot 10^6}{(\gamma_{з.зр} - \gamma_{\theta}) \cdot tB \sin \varphi_B} \geq 1,1 , \quad (5.85)$$

где $\varphi_{зр}$ – угол внутреннего трения грунта основания; $c_{зр}$ – сцепление грунта основания, МПа; P_c – нагрузка от волнового противодействия, Н/м.

Нагрузка от волнового противодействия ветровых волн определяется по формуле:

$$P_c = P_{c.max} \cdot \frac{0,99k_{run} h_{5\%} + h_{н.б.}}{\sin \varphi_B} , \quad (5.86)$$

где $h_{н.б.}$ – глубина до нижней отметки берегоукрепительного покрытия, м.

Нагрузка от волнового противодействия судовых волн определяется по формуле:

$$P_c = 0,3 \gamma_{\theta} h_{sh} \left(B - \frac{0,35 h_{sh} + h_{н.б.}}{\sin \varphi_B} \right) . \quad (5.87)$$

Следует производить проверку прочности берегоукрепительного покрытия на действие ледовых нагрузок. При этом должны выполняться неравенства (5.88) и (5.89):

$$\frac{0,975 f_N \sin \varphi_B}{h_{max}} \leq R_n ; \quad (5.88)$$

$$\frac{0,217 f_N \sin \varphi_B}{h_{max}} \leq C ; \quad (5.89)$$

где h_{max} – максимальная толщина льда обеспеченностью 1%, м; f_N – нормальная составляющая равнодействующей ледовых нагрузок, МН/м, принимается согласно СНиП 2.06.04 – 82 [115]; R_n и C – временное сопротивление изгибу и сцепление закрепленных грунтов, МПа.

При невыполнении неравенств (5.88), (5.89) для сооружения берегоукрепительного покрытия следует применять закрепленные грунты со следующими значениями физико-механических характеристик:

$$R_n = \frac{0,975 f_N \sin \varphi_B}{h_{max}} ; \quad (5.90)$$

$$C = \frac{0,217 f_N \sin \varphi_B}{h_{max}} . \quad (5.91)$$

Следует производить проверку устойчивости берегоукрепительного покрытия на сдвиг под действием ледовых нагрузок. При этом должно выполняться условие:

$$\frac{R_{гр.м} B}{f_d \sin \varphi_B} \geq 1,1 , \quad (5.92)$$

где $R_{гр.м}$ – расчетное сопротивление сдвигу грунта основания в мерзлом состоянии, МПа; f_d – вертикальная нагрузка от примерзшего к сооружению ледяного покрова при изменении уровня воды, МН/м, принимается согласно СНиП 2.06.04-82 [115].

Следует производить проверку устойчивости берегоукрепительного покрытия на отрыв под действием ледовых нагрузок. При этом должно выполняться неравенство:

$$\frac{M_{y\partial}}{M_{отр}} \geq 1,1 , \quad (5.93)$$

где $M_{y\partial}$ – момент сил, удерживающих покрытие на откосе, $\frac{\text{МН} \cdot \text{м}}{\text{м}}$;

$M_{отр}$ – момент сил, стремящихся вывести покрытие из состояния равновесия, $\frac{\text{МН} \cdot \text{м}}{\text{м}}$.

Момент сил, удерживающих покрытие на откосе, принимается равным наименьшему из значений, определенных по формулам:

$$M_{y\partial} = \frac{h_{max}}{2 \cdot 10^6 \sin \varphi_B} \left[\gamma_{3.2p} t \cos \varphi (h_{max} \operatorname{ctg} \varphi_B + t \sin \varphi_B) + \gamma_{2p} (H_{2p} + t) \left(H_{2p} \sin \varphi_B + \right. \right. \\ \left. \left. + t \sin \varphi_B + h_{max} \operatorname{ctg} \varphi_B \right) \right] + \left[c_{3.2p} t + R_{2p.M} (H_{2p} - t) \right] \cdot \left(2t \cdot \operatorname{tg} \varphi_B + \frac{h_{max}}{\sin \varphi_B} \right); \quad (5.94)$$

$$M_{y\partial} = \frac{h_{max}}{2 \cdot 10^6 \sin \varphi_B} \times \left[(\gamma_{3.2p} - \gamma_6) \cdot t \cos \varphi_B \left(\frac{H_{2p}}{\sin \varphi_B} - 0,5t \sin \varphi_B + 0,5h_{max} \operatorname{ctg} \varphi_B \right) + \right. \\ \left. + \left(\gamma_{2p} - \frac{\gamma_6}{1 + \varepsilon} \right) (H_{2p} - t) \times \left(\frac{H_{2p}}{\sin \varphi_B} + 0,5h_{max} \operatorname{ctg} \varphi_B - 0,5H_{2p} \sin \varphi_B - 0,5t \sin \varphi_B \right) + \right] \\ \left. + \left[c_{3.2p} t + R_{2p.M} (H_{2p} - t) \right] \cdot \left(2H_{2p} \operatorname{ctg} \varphi_B + \frac{h_{max}}{\sin \varphi_B} \right), \quad (5.95)$$

где H_{2p} – нормативная глубина промерзания грунта, м; ε – коэффициент пористости грунта основания; γ_{2p} – удельный вес грунта основания, Н/м³. $c_{3.2p}$ – сцепление закрепленного грунта, Н/м².

Момент сил, стремящихся вывести покрытие из равновесия, определяется по формуле:

$$M_{отр} = \frac{0,533 h_{max} R_t R_c}{R_t + R_c}, \quad (5.96)$$

где R_t и R_c – пределы текучести льда на растяжение и сжатие, МПа, принимаются согласно табл. 5.10.

Таблица 5.10

Значение пределов текучести льда

Температура льда, °С	Пределы текучести льда, МПа	
	на растяжение R_t	на сжатие R_c
-2	0,7	1,8
-10	0,8	2,5
-20	1,0	2,8

Расчет каменной наброски производится в такой последовательности. Сначала определяется средняя масса отдельных камней m_m , кг, из которых устраивает наброску, по формуле:

$$m_m = \frac{0,375 \rho_m \cdot h^3}{\left(\frac{\rho_m g}{\gamma_6} - 1 \right)^3 \cdot \sqrt{1 + \operatorname{ctg}^3 \varphi_B}}, \quad (5.97)$$

где ρ_m – плотность камня, кг/м³, принимается равной 3200 кг/м³; h – расчетная высота волны, м.

Средний размер камня D_m , м, определяется по формуле:

$$D_m = \sqrt[3]{\frac{6m_m}{\pi \rho_m}}. \quad (5.98)$$

Толщина каменной наброски определяется по формуле:

$$t_m = 3D_m. \quad (5.99)$$

Полученное значение t_m округляется в большую сторону с точностью до 0,1 м.

При толщине более 1 м покрытие из закрепленных грунтов становится неэкономичным и в этом случае целесообразно его заменить на покрытие из железобетонных плит. Толщина плит определяется по формуле [115]:

$$t_{nl} = \frac{0,23 \cdot (1,17 - 0,05 \operatorname{ctg} \varphi_B) \gamma_6 h}{\cos \varphi_B (\gamma_6 - \gamma_6)}. \quad (5.100)$$

где γ_6 – удельный вес бетона, Н/м³.

Полученная величина t_{nl} округляется в большую сторону с точностью до 0,05 м.

5.1.5. Расчеты параметров укладки трубопроводов при наклонно-направленном бурении

Существующие траншейные способы сооружения подводных переходов трубопроводов наряду с их достоинствами имеют ряд существенных недостатков и в полной мере не отвечают современным требованиям – необходимому уровню конструктивной надежности и защите окружающей среды. Основными недостатками траншейного способа являются большой объем земляных и трудоемких водолазных работ, необходимость громоздких, утяжеляющих пригрузов или других средств, удерживающих трубопровод в проектном положении в обводненной траншее. Механизированная разработка нижних слоев грунта береговых и русловых участков переходов, особенно в сочетании с взрывными работами, наносит ущерб экологическому состоянию водоемов. Значительный ущерб наносится

при строительстве переходов магистральных трубопроводов через крупные реки.

После окончания строительства переходов часто не восстанавливаются русла рек, происходит заболачивание поймы, происходит обрушение берегов, нарушается гидрологический режим. Между тем крупные реки играют большую роль. Это и места нерестилищ, и кормовые угодья для рыб, и судоходные пути.

Одной из перспективных технологий строительства переходов через естественные и искусственные препятствия является бестраншейная технология прокладки магистральных трубопроводов, а в рамках бестраншейной технологии особый интерес представляет способ прокладки трубопровода под дном реки методом наклонно-направленного бурения ННБ.

Принципиальным отличием метода ННБ от обычного является то, что трубопровод при строительстве и эксплуатации не соприкасается с водной средой, которую он пересекает. Труба заглубляется на русловом участке практически на любую глубину, исключая следующие внешние воздействия на него при любых прогнозируемых деформациях русла и берегов. Использование этого метода обеспечивает практически полную экологическую безопасность для водоемов в случае аварийных ситуаций.

Преимущества метода ННБ:

- экологическая безопасность, сохранность дна, берегов реки, водного режима реки за счет исключения подводных и береговых земляных, буровзрывных, берегоукрепительных и других работ;
- отсутствие помех судоходству;
- минимальный объем вынутого грунта;
- значительное сокращение сроков строительства;
- уменьшение эксплуатационных затрат;
- долговечность;
- надежная защита от внешних механических повреждений, в том числе от воздействия льдов и якорей судов в результате более глубокого заложения трубопровода;

- отсутствие опасности обнажения трубопровода при размывах русел рек;
- возможность строительства:

при отрицательных температурах,

на ограниченных по площади строительных площадках,

в стесненных условиях,

под гидротехническими сооружениями и глубоко расположенными коммуникациями,

в вечной мерзлоте.

К недостаткам метода ННБ, ограничивающим его применение, относятся:

большие единовременные затраты на приобретение оборудования;

необходимость глубокого (до 40 м от дна) геотехнического бурения и гидрогеологических изысканий;

сложность проходки в галечниковых, валунных, илистых и карстовых грунтах;

повышенные требования к устойчивости береговых откосов.

Несмотря на все недостатки, метод ННБ является одним из самых прогрессивных в строительстве подводных переходов.

Технические средства и методы, используемые при наклонно-направленном бурении, во многом заимствованы из техники и технологии бурения скважин на нефть и газ.

Строительство переходов методом ННБ осуществляется в три этапа (рис. 5.14).

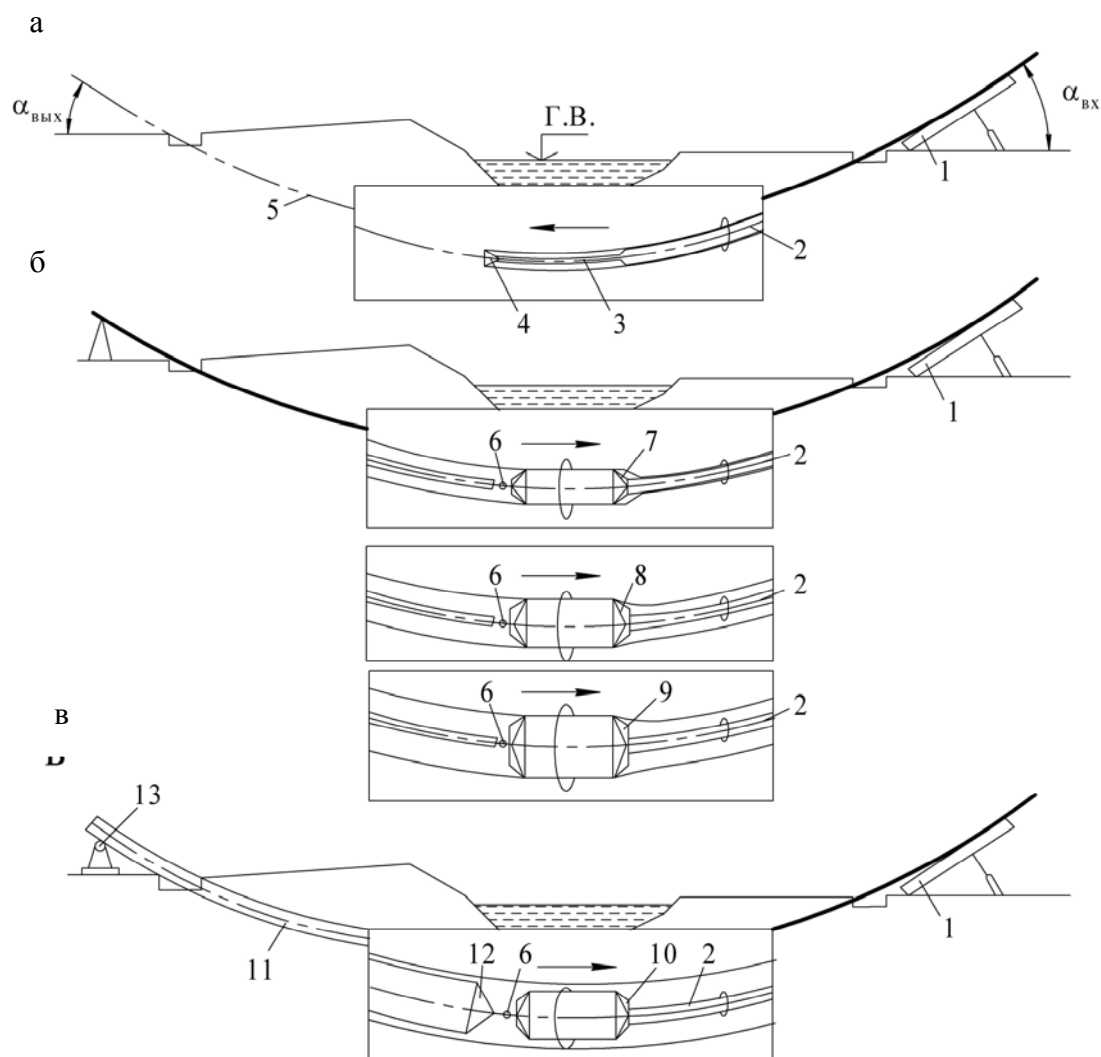


Рис.5.14. Основные этапы прокладки трубопровода методом наклонно-направленного бурения:

а – бурение пилотной скважины; б – поэтапное расширение скважины; в – протаскивание плети рабочего трубопровода; 1 – буровая установка; 2 – буровая колонка из промывочных штанг; 3 – пилотные штанги; 4 – буровая головка; 5 – траектория пилотной скважины; 6 – вертлюг; 7, 8, 9, 10 – расширители разных диаметров; 11 – трубопровод; 12 – оголовок для протаскивания; 13 – роликовая опора; $\alpha_{вх}$ – угол забуривания; $\alpha_{вых}$ – угол выхода

- бурение пилотной скважины;
- расширение скважины вперед или назад, калибровка скважины;

- протаскивание трубной плети назад.

На **первом этапе** пробуривается пилотная, направляющая скважины, диаметр которой меньше диаметра трубопровода.

Диаметр пилотной скважины не превышает 20 см. Бурение может производиться с использованием, например, струйной шарошки, которая с помощью гидравлической энергии бурового раствора размывает породы. При пилотном бурении используются различные системы навигации, предназначенные для проведения скважины по заданной траектории от ее входа до выхода.

Второй этап – расширение скважины до необходимого размера. Диаметр скважины должен быть больше диаметра трубопровода на 30-50 %. Расширение можно производить двумя способами: ходом вперед и ходом назад.

Как только скважина будет расширена до необходимого диаметра, барабанный расширитель, имеющий тот же диаметр, что и трубопровод, протаскивается по скважине. Скважина после этого будет откалибрована и очищена от любых помех, которые могут существовать внутри расширенной скважины. На обоих концах барабанного расширителя имеются резцы, позволяющие расширителю вырезать и удалять вывалы, которые могут затруднять перемещение барабанного расширителя по скважине.

Третий этап – протаскивание трубопровода. Головная часть протаскивателя подсоединяется к бурильным трубам, проходящим по скважине к буровой установке. Протаскиватель имеет шарнирный соединитель, позволяющий головной части изгибаться так, чтобы трубопровод мог пройти в скважину. Кроме того, протаскиватель оснащен спереди режущей головкой, для того, чтобы при встрече с каким-нибудь препятствием внутри расширенной скважины бурильные трубы смогли быть приведены во вращение и режущая головка смогла бы удалить препятствие и открыть дорогу для протаскивания трубопровода по скважине.

В качестве буровой смеси, выносящей частицы разработанной породы в виде суспензии, используется бетонированный раствор, который впоследствии может быть отфильтрован в системе регенерации. Бетонитовый раствор выполняет следующие функции:

- размыв грунтов и удаление их из скважины;
- охлаждение и смазку режущего инструмента;
- укрепление стенок скважины на время производства работ;
- снижение трения рабочего трубопровода о стенки скважины и при его протаскивании;
- снижение риска возможного повреждения изоляционного покрытия на трубопроводе при его протаскивании.

Выбор типа буровой установки по техническим параметрам (табл.5.11) производится с учетом условий строительства конкретного подводного перехода трубопровода: длины криволинейного участка перехода, диаметра и толщины стенки трубы, геологических условий в створе перехода, величины необходимых тяговых усилий для протаскивания трубопровода в скважину и других условий.

Таблица 5.11

Техническая характеристика буровых установок

Тип установки	Ширина, м	Длина, м	Масса, т	Тяговое (толкающее) усилие, кН	Диаметр проходки, мм	Максимальная длина бурения, м	Максимальное расширение, мм	Максимальный крутящий момент, кН·м	Давление бурового раствора, МПа	Удельный расход бурового раствора л/м	Объем резервуара бурового раствора, м³	Угол в плане, град.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Jet Trac 8/60 (Ditch Witch, США)	1,8	5,9	4,6	102	57-175	280	440	2,6	10,3	115	3,5-4,0	-
Jet Trac 7020 (Ditch Witch, США)	2,4	14	18	310	800	400	-	14	-	-	-	-
D50×100 (Vermeer, США)	-	-	13,2	225	1000	600	-	13	-	-	-	-
D150×300 (Vermeer, США)	-	-	20	650	1200	800	-	20	-	-	-	-
НК 100/150 (Herrenknecht, Германия)	-	-	35	1500	800	700	-	6,0	-	-	-	7-15

Окончание табл. 5.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НК 300/400 (Herrenknecht, Германия)	-	-	65	4000	1500	1000	-	120	-	-	-	7-15
EG 2023/1 (Дрилл Тек ГУТ, Германия)	-	-	40	170	800	600	-	6	-	-	-	10-33
EG 3204. (Дрилл Тек ГУТ, Германия)	-	-	92	4000	1400	1500	-	157	-	-	-	8-15
Cherrington 60/300R (США)	2,4	13	18 ¹	3200 ²	200-1400	2000 ³	1600	-	0,1-35,0	185-460	36,6	
УББПТ-1 (Россия)	3,6	19,4	84	2000	800	1000	800	10	-	-	20	10-16
Д-450А (Россия)	3,2	18	56	1000	114-270	800	530	-	-	-	10	7-15

Примечание:

2. Указан вес (максимальный) контейнера со станиной буровой установки.
3. С дополнительным трубопротаскивающим устройством («Л»-рама).
4. В зависимости от диаметра трубопровода.

Мощность буровой установки рекомендуется принимать из расчета обеспечения максимальных усилий для протаскивания трубопровода в скважину с коэффициентом запаса не менее 1,25.

Буровое оборудование выбирается исходя из условий:

- обеспечения проходки пилотной скважины и ее расширения в различных (в т.ч. скальных) грунтах;
- обеспечения надежности протаскивания к скважине рабочего трубопровода заданной длины и диаметра;
- возможности многократного использования бурового раствора (при значительных расходах бетонита) за счет его очистки и генерации;
- использования оборудования, допускающего его безаварийную эксплуатацию и открытое хранение на площадках в конкретных климатических условиях.

5.1.5.1. Расчет тяговой нагрузки

Для ориентировочной оценки усилия протягивания, представляющего собой сумму эквивалентных весов бурильной колонны и трубопровода в скважине с весом части трубопровода на берегу при умножении слагаемых на соответствующие коэффициенты трения используется формула, не учитывающая особенности профиля скважины [83;127]:

$$T = f^* q_{обк} L_{бк} + (f q_o + \pi D_{ни} \tau_o) L_{мс} + f_{он} q_{мп} L_{мб} , \quad (5.101)$$

где f^* - коэффициент трения при вращении бурильной колонны; $q_{обк}$ - вес единицы длины бурильной колонны в буровом растворе; $L_{бк}$ - трущая длина бурильной колонны; f - коэффициент трения при движении трубопровода по скважине, $f=0,5$; q_o - вес единицы длины трубопровода с изоляцией в буровом растворе с заполнением или балластировкой; $D_{ни}$ - наружный диаметр трубопровода с учетом изоляционного покрытия; τ_o - динамическое напряжение сдвига бурового раствора; $L_{мс}$ - длина части трубопровода в скважине; $f_{он}$ - коэффициент трения при движении трубопровода на рельсовых опорах, $f_{он}=0,05$; $q_{мп}$ - вес единицы длины трубопровода с изоляцией; $L_{мб}$ - длина части трубопровода на берегу.

Коэффициент трения для бурильной колонны может быть найден по следующей формуле:

$$f^* = \frac{f}{\sqrt{1 + \left(\frac{v_r}{v} \right)^2}} , \quad (5.102)$$

где v_r - окружная скорость точки поверхности бурильной колонны; v - поступательная скорость протаскивания, равная:

$$v_r = \frac{\pi \cdot n \cdot D_{\text{бк}}}{60} , \quad (5.103)$$

где n - скорость вращения колонны в оборотах в минуту; $D_{\text{бк}}$ - наружный диаметр бурильной колонны.

Вес бурильной колонны в буровом растворе равен:

$$q_{\text{обк}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{бк}} - d_{\text{бк}})}{4} \cdot g \cdot (\rho_{\text{ст}} - \rho_{\text{бр}}) , \quad (5.104)$$

где $D_{\text{бк}}$, $d_{\text{бк}}$ - соответственно наружный и внутренний диаметры бурильной колонны; $\rho_{\text{ст}}$ - плотность стали; $\rho_{\text{бр}}$ - плотность бурового раствора.

Вес единицы длины заизолированного трубопровода, заполненного водой в буровом растворе:

$$q_o = q_{\text{мп}} + q_{\text{б}} - q_{\text{в}} , \quad (5.105)$$

где $q_{\text{б}}$ - вес воды в единице длины трубопровода при заполнении водой (балластировке); $q_{\text{в}}$ - выталкивающая сила, действующая на единицу длины трубопровода в буровом растворе, равная:

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \rho_{\text{в}} g , \quad (5.106)$$

где $D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр трубопровода; $\rho_{\text{в}}$ - плотность воды, $\rho_{\text{в}} = 1000$ кг/м³;

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{ни}}^2}{4} \rho_{\text{бр}} g . \quad (5.107)$$

При оценке усилия протаскивания при трогании трубопровода в формуле (5.101) принимаются удвоенные значения коэффициентов трения.

Формула (5.101) позволяет определить усилие протаскивания в какой-то момент, когда часть трубопровода находится в скважине, а часть – на берегу.

В начальный момент протаскивания, когда весь трубопровод находится на берегу, усилие протаскивания определяется по формуле:

$$T = (f_{\text{он}} \cos \alpha_o - \sin \alpha_o) q_{\text{мп}} L + T_p . \quad (5.108)$$

где α_o – угол наклона оси трубопровода, уложенного на роликовые опоры, к горизонту; L - длина трубопровода; T_p - усилие, необходимое для

протягивания расширителя, зависит от типа расширителя и условий строительства.

Величины T_p для различных типов расширителей уточняются по мере накопления опыта строительства переходов.

В конечный момент протаскивания, когда весь трубопровод находится в скважине, а бурильная колонна – на берегу, усилие протаскивания определяется по формуле:

$$T = (fq_o + \pi D_{ни} \tau_o) L . \quad (5.109)$$

Для уточненного расчета тяговой нагрузки анализируется траектория бурения, при этом наиболее типичными являются следующие правила:

- состоящие: из двух граничных прямолинейных участков и центрального искривленного по радиусу участка (технология фирмы ВисМос);
- профили, включающие дополнительно центральную прямолинейную вставку (технология фирмы Черрингтон, ООО Транснефтьбурсервис).

Если позволяют условия проектирования, длина центральной вставки должна превышать 50 м (около пяти бурильных труб) в целях получения возможности корректировать профиль при бурении скважины.

Створ перехода следует выбирать с учетом геологических условий, благоприятных для бурения скважины. Кроме этого, при выборе створа перехода следует учитывать:

- невозможность использования кривых механического гнутья рабочего трубопровода;
- необходимость при протаскивании рабочего трубопровода соблюдать соосность пробуренной скважины и трубопровода в месте его входа в скважину;
- угол наклона в местах входа и выхода скважины должны быть по возможности в пределах 4-20° к горизонтали.

Эти пределы обусловлены в основном возможностями бурового оборудования. Установки для горизонтального бурения обычно рассчитаны на работу под углом 4-10°. Углы выхода должны быть рассчитаны так, чтобы облегчить опирание в точке перегиба, т.е. угол не должен быть настолько крутым, что протаскиваемую плетть пришлось бы поднимать на большую высоту для направления в скважину. Требуемый угол для трубопроводов большого диаметра обычно составляет менее 10°.

Проектные отметки верха трубопровода на переходе, запроектированном способом ННБ, следует назначать не менее чем на 3 м ниже предельного профиля по прогнозу деформаций русла и берегов пересекаемой водной преграды. Прогноз деформаций русла и берегов составляется на расчетный 3-кратный период эксплуатации перехода (100 лет).

Минимальное заглубление трубопровода в дно пересекаемой водной преграды должно быть достаточным для предотвращения выброса бурового

раствора при строительстве и для устойчивого положения незабалластированного, пустого трубопровода.

Допустимое отклонение места выхода пионерной скважины от проектного створа на противоположном берегу не должно превышать площади, равной 3×3 м. Допустимое отклонение места выхода скважины не должно превышать 1% ее длины и должно быть указано в проекте перехода.

Расчетный радиус кривизны для дуговых участков, используемых при сооружении объектов методом ГНБ, определяется по следующей формуле:

$$R = 1200 \cdot D_{ном} , \quad (5.110)$$

где R - радиус кривизны дуговых участков, м; $D_{ном}$ - номинальный диаметр трубы, м.

Эта зависимость была определена в течение многолетней практики горизонтального бурения и представляет собой эмпирическое выражение, основанное на обеспечении технологичности принятого решения.

Минимальное расстояние между параллельными трубопроводами, прокладываемыми способом ННБ, зависящее от точности системы ориентации в бурильной колонне, должно быть не менее 10 м. Такое же минимальное расстояние должно проектироваться между новым трубопроводом, прокладываемым ННБ, и существующим трубопроводом. Расстояния проверяются после бурения пионерной скважины до ее расширения и протаскивания рабочего трубопровода.

Пусть профиль перехода состоит из двух прямолинейных участков длиной L_1 и L_3 и одного криволинейного длиной L_2 . Угол забуривания $\alpha_{вх}$, угол выхода $\alpha_{вых}$.

Суммарная тяговая сила, требуемая для укладки трубы, определяется посредством суммирования индивидуальных сил, требуемых для протаскивания трубы по каждому прямолинейному и криволинейному участку профиля скважины (рис. 5.15).

Для рассматриваемого участка натяжение левого конца определяется по уравнению равновесия статических сил:

$$T_2 = T_1 + F_{тр} + P_{сomp} \pm q_o \cdot L \cdot \sin \alpha , \quad (5.111)$$

где T_2 – натяжение в левом конце отрезка, требуемое для преодоления сопротивления трения; T_1 – натяжение в правом конце отрезка; это натяжение может быть нулевым на первом отрезке скважины, либо может определяться по сопротивлению трубы, остающейся на роликах; $F_{тр}$ – сила трения между трубой и грунтом; $P_{сomp}$ – гидравлическое сопротивление между трубой и вязким буровым раствором; q_o – эффективный (погруженный) погонный вес одного метра трубопровода плюс вес внутреннего содержимого (если трубопровод заполнен водой); L – длина отрезка; α - угол оси прямолинейного

отрезка относительно горизонтали (нулевой угол соответствует горизонтали, 90° – вертикали).

Слагаемое со знаком $\pm$ разрешается в следующем порядке:

(-), если T_2 направлено вниз по скважине;

(+), если T_2 направлено вверх по склону;

(0), если участок скважины горизонтален, $\alpha = 0$.

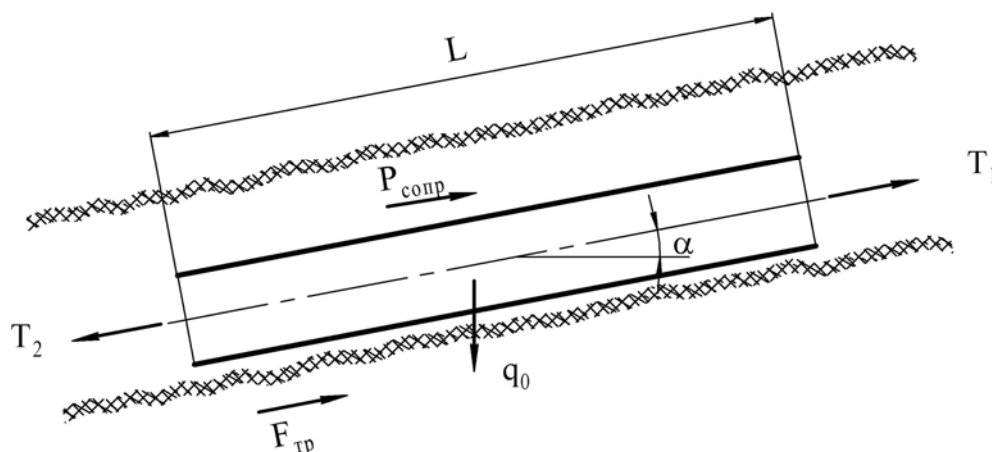


Рис.5.15. Модель участка трубопровода в скважине

Определим усилие для конечного момента протягивания, когда весь трубопровод, состоящий из двух прямолинейных и одного криволинейного участков находится в скважине, а колонна буровых труб на берегу, усилие сопротивления расширителя равно нулю.

Сила сопротивления перемещению трубопровода в вязкопластичном буровом растворе на единицу длину определена по формуле:

$$p_o = \pi \cdot D_{ни} \cdot \tau_o \quad (5.112)$$

Запишем выражение (5.111) в развернутом виде.

Первый расчетный участок профиля длиной L_1 представляет собой прямолинейный участок входа трубопровода в скважину.

Усилие на прямолинейном участке:

$$T_1 = (f \cdot |q_o| \cdot \cos \alpha_{ex} - q_o \cdot \sin \alpha_{ex} + p_o) \cdot L_1 \quad (5.113)$$

Второй расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок профиля длиной L_2 с радиусом искривления R .

Усилие на криволинейном участке:

$$T_2 = T_1 \cdot A + \left[(1 - f^2) \cdot (A \cdot \cos \alpha_{ex} - \cos \alpha_{ввх}) + 2 \cdot F \cdot (A \cdot \sin \alpha_{ex} - \sin \alpha_{ввх}) \right] \cdot G + R \cdot p_o \cdot \frac{(1 - A)}{F} \quad (5.114)$$

где

$$F = f \cdot \operatorname{sign} \left(-\frac{T_1}{R} + q_o \cdot \cos \alpha_{\text{ex}} \right) ; \quad (5.115)$$

$$A = e^{F(\alpha_{\text{вблх}} - \alpha_{\text{ex}})} ; \quad (5.116)$$

$$G = \frac{R \cdot q_o}{(f^2 + 1)} . \quad (5.117)$$

Третий расчетный участок представляет собой прямолинейный участок длиной L_3 .

Усилие на прямолинейном участке:

$$T_3 = T_2 + (f \cdot |q_o| \cdot \cos \alpha_{\text{вблх}} - q_o \cdot \sin \alpha_{\text{вблх}} + p_o) \cdot L_3 . \quad (5.118)$$

Таким образом, найденное усилие T_3 является наибольшим по величине и по нему подбирается требуемая буровая установка.

5.1.5.2. Определение параметров бурового раствора

Объем бурового раствора, приготавливаемый в процессе бурения скважины, складывается из объема бурового раствора в скважине плюс потери раствора на очистных устройствах, на фильтрацию в трещиноватые и пористые пласты и минус объем раствора, который нарабатывается из разбурываемых глинистых пород в процессе бурения. Таким образом, объем приготавливаемого раствора можно определить по формуле [109]:

$$V_p = [V_{\text{yc}} + V_{\text{скв}} \cdot \alpha_p + V_{\text{ном}}] - V_{\text{скв}} (1 - \sum \varepsilon) \frac{K_n \cdot \rho_{\text{бр}} \cdot h_r \cdot 100}{\ln \eta} , \quad (5.119)$$

где V_p – объем раствора, требующийся для бурения скважины, м^3 ; V_{yc} – объем циркуляционной системы, м^3 ; $V_{\text{скв}}$ – объем скважины, м^3 ; $V_{\text{ном}}$ – потери раствора на очистных устройствах; α_p – коэффициент, характеризующий потери раствора в результате его фильтрации (поглощения), $\alpha_p=1,5$; $\sum \varepsilon$ – суммарная степень удаления выбуренной породы очистными устройствами, при использовании 4–ступенчатой очистки, $\sum \varepsilon = 0,6-0,7$; K_n – коэффициент коллоидальности разбурываемых пород; K_n осадочных пород четвертичных отложений равен 0,3–0,4; $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, используемого при бурении, г/см^3 ; h_r – коэффициент глинистости, характеризующий содержание глин в разрезе, $h_r=0,0-1,0$; $\ln \eta$ – натуральный логарифм вязкости бурового раствора.

Объем скважины находим по следующей зависимости:

$$V_{скв} = \frac{\pi}{4} D_{скв}^2 \cdot L_{скв} \cdot \beta , \quad (5.120)$$

$D_{скв}$ – диаметр скважины, м; $L_{скв}$ – длина скважины, м; β – коэффициент кавернозности, $\beta = 1,2 - 1,5$.

Тогда объем потерь раствора составит:

$$V_{ном} = V_{скв} \cdot \Sigma \varepsilon \cdot 1,66 . \quad (5.121)$$

Массу глинопорошка определяют по формуле:

$$A = V_p \frac{\ln \eta \cdot \rho_{\Gamma}}{\rho_p \cdot K_{\Gamma} \cdot 100} , \quad (5.122)$$

где K_{Γ} – коэффициент коллоидальности бентонитовой глины, $K_{\Gamma} = 0,7$; ρ_{Γ} – плотность глины, г/см³.

Объем воды, необходимый для бурения и промывки пионерной скважины, равен:

$$V_b = [V_{\text{ис}} + V_{скв} \cdot \alpha + V_{ном}] \cdot (1 - C_T) , \quad (5.123)$$

где C_T – содержание твердой фазы в буровом растворе в долях единицы, $C_T = 0,07$.

Общий объем бурового раствора $V_{б.р}$ для разработки пионерной и промывочной скважины длиной $L_{скв}$ определяется по формуле, м³:

$$V_{б.р} = Q_p \cdot \frac{L_{скв}}{P} \cdot f_p \cdot f_{1p} , \quad (5.124)$$

где Q_p – расход бурового раствора, м³/мин; этот показатель составляет от 0,04 до 1 м³/мин при прокладке переходов в мягком грунте и до 2 м³/мин при строительстве переходов в скальных породах при применении крупногабаритного забойного двигателя; P – ориентировочная производительность при бурении направляющей скважины, м/ч; этот параметр отражает производительность, а не скорость проходки. При расчете учитываются затраты времени на перебуривание, маркшейдерские операции, наращивание буровой штанги и т.п.; f_{1p} – коэффициент потери циркуляции (в результате инфильтрации раствора) в направляющей скважине; f_p – коэффициент подачи, мин/ч.

Коэффициент f_p отражает фактическое время работы растворного насоса, закачивающий буровой раствор в скважину. Например, коэффициент подачи, равный 35, означает, что закачка бурового раствора производится в течение 35 мин в расчете на каждый час бурения. Остальное время используется для проведения маркшейдерских замеров, наращивания буровой штанги и т.п.

Полный объем V_r потребляемого бурового раствора (не участвующего в рециркуляции) во время одного прохода для расширения направляющей скважины рассчитывается по нижеприведенной формуле. Если выполняется несколько проходов для предварительного расширения скважины, следует рассчитать значение V_r для каждого прохода либо умножить первое полученное значение на число проходов, в зависимости от точности расчета, требуемой для выполнения оценки:

$$V_r = Q_r \cdot \frac{L_{скв}}{T_r} \cdot f_{1r} , \quad (5.125)$$

где Q_r - расход бурового раствора, м³/мин; этот показатель составляет от 1 до 3,2 м³/мин и в основном зависит от диаметра расширителя; f_{1r} – коэффициент потери циркуляции (в результате инфильтрации раствора) при предварительном расширении направляющей скважины; T_r – ориентировочная скорость проходки, или движение расширителя, м/мин.

Со скоростью T_r расширитель проталкивается по направляющей скважине. Данный параметр зависит от состояния грунта и размера расширителя и может составлять от 0,15 м/мин при проходке скальных пород до 0,9 м/мин при проходке мягких грунтов.

Полный объем V_b потребляемого бурового раствора (не участвующего в рециркуляции) во время протаскивания трубы при установке определяется по формуле:

$$V_b = Q_b \cdot \frac{L_{скв}}{T_b} \cdot f_{1b} , \quad (5.126)$$

где Q_b - расход бурового раствора, м³/мин; этот показатель составляет от 1 до 3,2 м³/мин и в основном зависит от диаметра устанавливаемой трубы; f_{1b} – коэффициент потери циркуляции (в результате инфильтрации раствора) при протаскивании трубы; T_b – ориентировочная скорость протаскивания трубы, или скорость движения, м/мин.

Со скоростью T_b труба протаскивается по расширенной скважине. Данный параметр зависит в основном от диаметра трубы, но также может зависеть от качества расширенной скважины. Скорость протаскивания трубы составляет от 0,3 м/мин до 1,6 м/мин.

5.1.5.3. Расчет параметров напряженно-деформированного состояния рабочего трубопровода

Выражение для проверки прочности трубопровода при протаскивании имеет вид:

$$\sqrt{\sigma_{\kappa\zeta}^2 + \sigma_{np}^2 - \sigma_{\kappa\zeta}\sigma_{np}} \leq R_1, \quad (5.127)$$

где $\sigma_{\kappa\zeta}$ – кольцевые напряжения от действия наружного давления на трубопровод; σ_{np} – максимальные продольные напряжения в трубопроводе; R_1 – расчетное сопротивление металла труб растяжению (сжатию).

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \frac{p_n D_n}{2\delta}, \quad (5.128)$$

где p_n – гидростатическое давление бурового раствора; D_n – наружный диаметр трубопровода; δ – толщина стенки трубопровода.

$$\sigma_{np} = \sigma_n + \sigma_s, \quad (5.129)$$

где σ_n – напряжения от изгиба трубопровода; σ_s – растягивающие напряжения от действия осевого усилия при протаскивании трубопровода.

$$p_n = \rho_{\delta p} g H. \quad (5.130)$$

где $\rho_{\delta p}$ – плотность бурового раствора, $\rho_{\delta p} = 1200$ кг/м³; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; H – максимальное значение разности высотных отметок входного или выходного сечения с наиболее низкой точкой скважины.

$$\sigma_n = \frac{E D_n}{2R}, \quad (5.131)$$

где E – модуль упругости металла труб; R – минимальный радиус профиля скважины.

$$\sigma_s = \frac{T_{max}}{F}, \quad (5.132)$$

где T_{max} – максимальное усилие протаскивания; F – площадь поперечного сечения трубопровода.

При протаскивании без заполнения или неполном заполнении водой проводится проверка трубопровода на смятие. Если трубопровод не выдерживает расчетную проверку на смятие, толщина стенки должна увеличиваться.

Смятие происходит при значении давления, равного:

$$P_{кр} = \frac{2E}{1 - \mu^2} \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^3 . \quad (5.133)$$

Это гидростатическое давление должно создаваться столбом бурового раствора с плотностью $\rho_{бр}$ высотой

$$h_{кр} = \frac{P_{кр}}{\rho_{бр} g} . \quad (5.134)$$

Условие сохранения устойчивости запишем в виде:

$$H < K_{см} h_{кр} . \quad (5.135)$$

где $K_{см} = 0,75$ – коэффициент перегрузки, учитывающий влияние гидродинамической составляющей давления, наличие осевого растяжения контактной реакции, эллиптичности сечения трубы, разностенности, возможное увеличение плотности бурового раствора.

Протаскивание трубопровода осуществляется усилием, развиваемым буровой установкой и передаваемым на плетть через колонну буровых труб. При протаскивании трубная плетть удерживается с использованием трубоукладчиков и кроме этого существует схема укладки рабочей плети с использованием опор.

Опора с полиуретановыми катками ОПК 1421-ТЗ предназначена для временного размещения и протаскивания по ним изолированных трубных плетей диаметром 720-1420 мм при бестраншейном строительстве переходов через преграды.

Опора состоит из сварной рамы и двух полиуретановых катков (рис. 5.16), установленных на верхних наклонных балках рамы на передвижных кронштейнах. Катки фиксируются в плоскости, наклоненной под углом 45° к горизонтальной плоскости. В зависимости от диаметра трубопровода (720, 820, 1020, 1220, 1420 мм) кронштейны с катками устанавливаются в различном положении.

При установке кронштейнов в положение, соответствующее трубопроводу диаметром 1420 мм, верхняя кромка катков находится на высоте 1075 мм. Положение центра трубопровода для этого случая

$$h_{max} = 1075 + 0,5 D_n \cos 45^\circ = 1075 + 0,5 \cdot 1420 \cdot \frac{\sqrt{2}}{2} = 1577 \text{ мм.} \quad (5.136)$$

При расположении на опорах трубопровода с меньшим диаметром

$$h = h_{max} - \frac{0,5(1420 - D_n)}{\cos 45^\circ} , \quad (5.137)$$

$$\text{или } h = h_{\max} - 0,707(1420 - D_n) . \quad (5.138)$$

Могут также использоваться роликовые опоры, например типа ОПР конструкции Центра технической диагностики номинальной грузоподъемностью 100 кН (рис. 5.17).

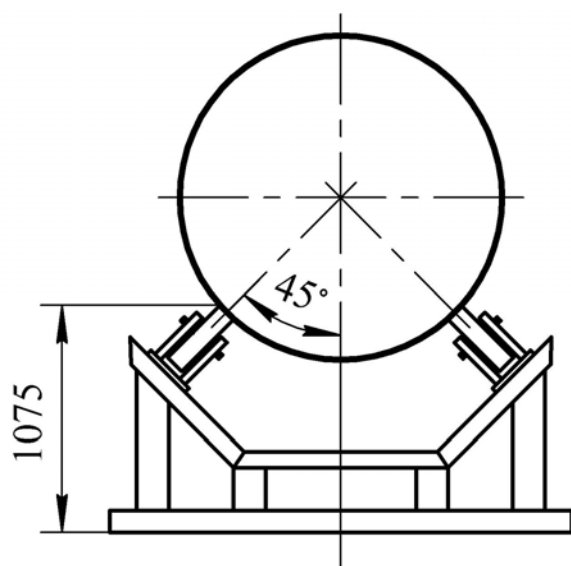


Рис.5.16. Трубопровод на опоре
ОПК 1421-ТЗ

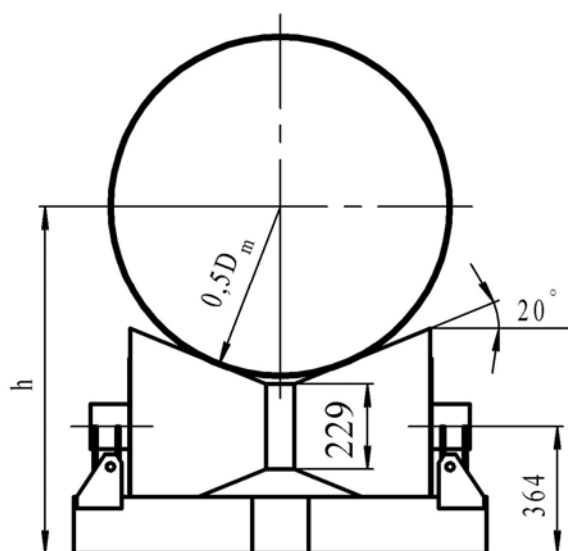


Рис.5.17. Трубопровод на опоре
ОПР.00-000 ГЧ

Высота расположения оси трубопровода над уровнем земли с незначительной погрешностью может быть определена из выражения:

$$h = 0,364 + 0,5 \cdot 0,229 + \frac{D_n}{2 \cos(\pi \cdot 20 / 180)} \text{ м}, \quad (5.139)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода в м.

Опора используется фирмой «Транснефтьбурсервис», имеет высокие эксплуатационные характеристики и при проведении расчетов, требующих определенности в положении оси трубопровода, следует ориентироваться на эту опору.

Принимается, что опора может выдерживать в качестве допустимой экстремальной нагрузки усилие $P_{on} = 150$ кН.

Допустимое расстояние между опорами по их грузоподъемности определится выражением:

$$\ell_{on} = \frac{P_{on}}{q_{mp} k_{on}} . \quad (5.140)$$

где $k_{on} = 1,05$ – коэффициент динамической перегрузки роликовой опоры; q_{mp} – вес единицы длины рабочего трубопровода; P_{on} – грузоподъемность опоры.

Прогиб трубопровода между опорами определяется по формуле:

$$f = \frac{1}{384} \cdot \frac{q_{mp} L^4}{E \cdot I}, \quad (5.141)$$

где I – момент инерции сечения трубопровода, равный:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4). \quad (5.142)$$

При формировании схемы протаскивания определяются также следующие параметры.

Допустимая длина консоли определяется по формуле:

$$\ell = \sqrt{\frac{2 \cdot m \cdot R_2^n \cdot W}{q_{mp}}}, \quad (5.143)$$

где m – коэффициент условий работы для перехода; W – осевой момент инерции сечения трубопровода, равный:

$$W_3 = \frac{\pi \cdot D_n^3}{32} \cdot \left[1 - \left(\frac{D_{вн}}{D_n} \right)^4 \right]. \quad (5.144)$$

R_2^n – нормативное сопротивление трубной стали.

Расстояние от опоры до точки максимального подъема трубопровода на трубоукладчике определяется по формуле:

$$L_{max} = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot E \cdot I \cdot \alpha_{вх}}{q_{mp}}}. \quad (5.145)$$

Высота подъема трубопровода на расстоянии L_{max} определяется по формуле:

$$h_{max} = h + \frac{q_{mp} L_{max}^4}{24 \cdot E \cdot I}. \quad (5.146)$$

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации производится по условию:

$$\sigma_{\Sigma} = \frac{T_{max}}{F} + \frac{ED_n}{2R} \leq R_2 \quad , \quad (5.147)$$

где R_2 – расчетное сопротивление трубной стали; F -площадь поперечного сечения трубопровода, равная:

$$F = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_g^2) \quad . \quad (5.148)$$

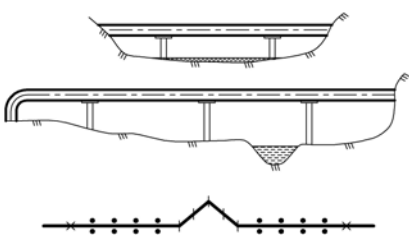
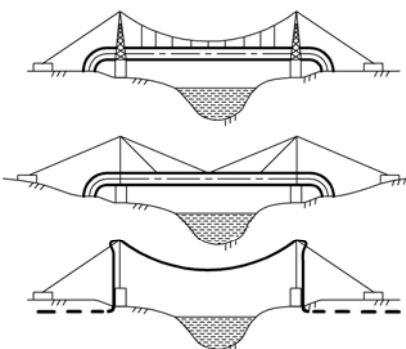
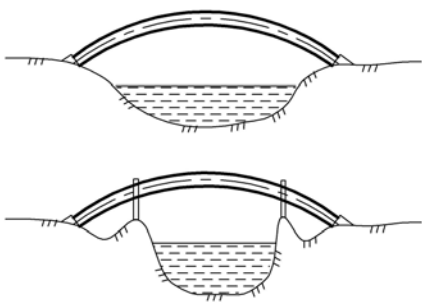
5.2.Надземные переходы

Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, в болотистых местностях, в районах горных выработок, оползней и в районах распространения вечномерзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия [92; 114].

На основании обобщения научных публикаций и опыта трубопроводного строительства выявлены наиболее распространенные системы надземных трубопроводных переходов (табл. 5.12) и предложена классификация по конструктивным признакам (рис. 5.18) [20; 21; 76].

Таблица 5.12

Наиболее распространенные системы надземных трубопроводных переходов

Балочные трубопроводные системы	Висячие, вантовые и системы в виде “провисающей нити”	Арочные системы
		

При подземной прокладке трубопроводов следует предусматривать проектные решения по компенсации продольных перемещений, при этом максимально использовать несущую способность самого трубопровода.

С целью увеличения перекрываемых пролетов в последнее время появились новые конструктивные решения балочных систем с консольными опорами и с поддерживающим элементом в виде ферм [21].

Трубопроводный переход с балансирно-пространственными опорами (рис.5.19) содержит трубопровод 1, уложенный на продольно-подвижные скользящие опорные части 2 и стержневую систему 3, представляющую собой две пары равнобедренных треугольников из стержневых элементов, плоскости которых расположены под углом друг к другу, при этом вершины этих треугольников соединены одним верхним поясом 4. Он позволяет увеличить перекрываемый пролет в 3-5 раз и снизить материалоемкость в сравнении с балочными системами, усиленными кожухом или трубой над рабочим трубопроводом [76].



Рис.5.18. Классификация надземных трубопроводных переходов по конструктивным признакам

Переход с Т-образными консольными опорами отличается от предыдущего тем, что опоры выполнены в виде рамы 3 из консольных балок, параллельных трубопроводу, соединенных между собой поперечинами 4, на которые укладывается трубопровод 1. С целью усовершенствования этой конструкции и уменьшения ее металлоемкости опоры дополнительно снабжаются вантами 5, полученный таким образом переход носит название балочный переход с вантовыми консольными опорами (рис. 5.19).

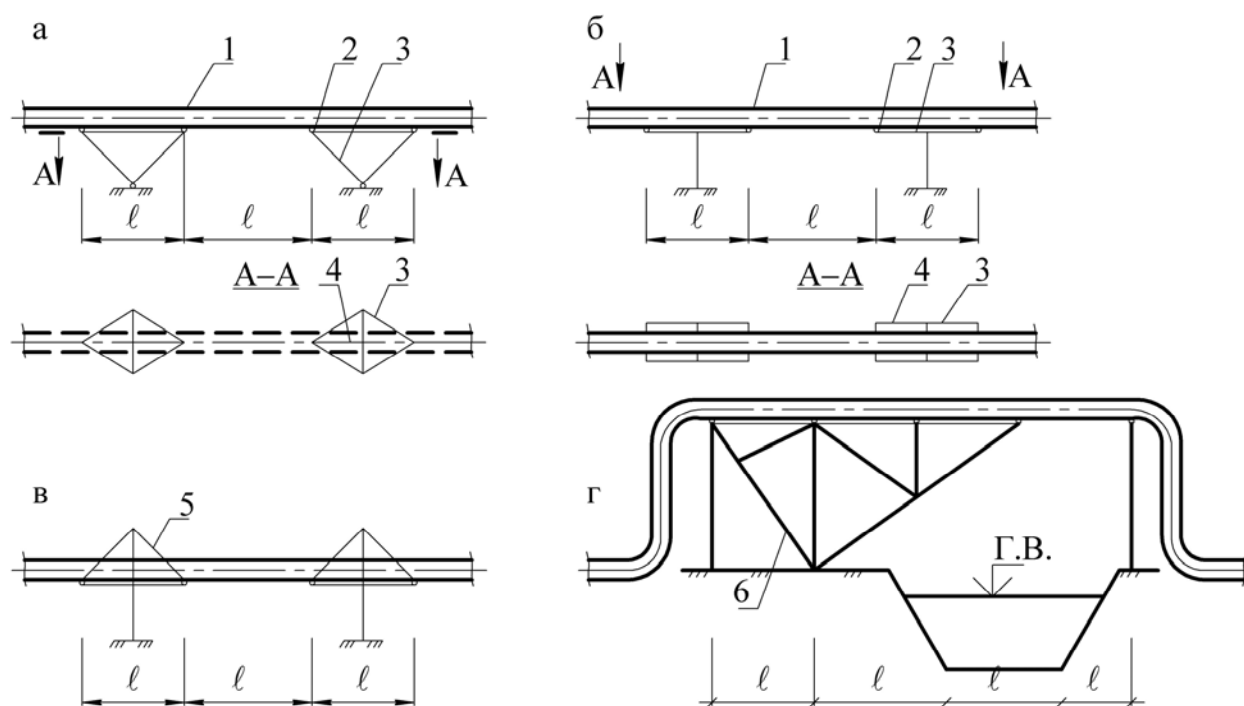


Рис.5.19. Балочные трубопроводные переходы с консольными опорами: а – балансирно-пространственными; б – Т-образными; в – вантовыми; г – однорядная консольная ферма; 1 – трубопровод; 2 – продольно-подвижные опорные части; 3 – стержневая рама; 4 – верхний пояс; 5 – ванта; 6 – консольная ферма

Следующая конструкция трубопроводного перехода (рис.5.20) состоит из концевых опор 2 и 4, содержит поддерживающий элемент в виде фермы 3, которая может иметь прямоугольное поперечное сечение, образованное двумя плоскими фермами, соединенными между собой с помощью поперечных и диагональных связей в единую жесткую конструкцию, либо сечение в виде равнобедренного треугольника, благодаря этому такая конструкция обладает меньшей металлоемкостью. Внутри фермы размещается трубопровод 1. Пояса ферм 5 могут иметь тавровое поперечное сечение, решетка 6 может быть выполнена из равнобоких уголков.

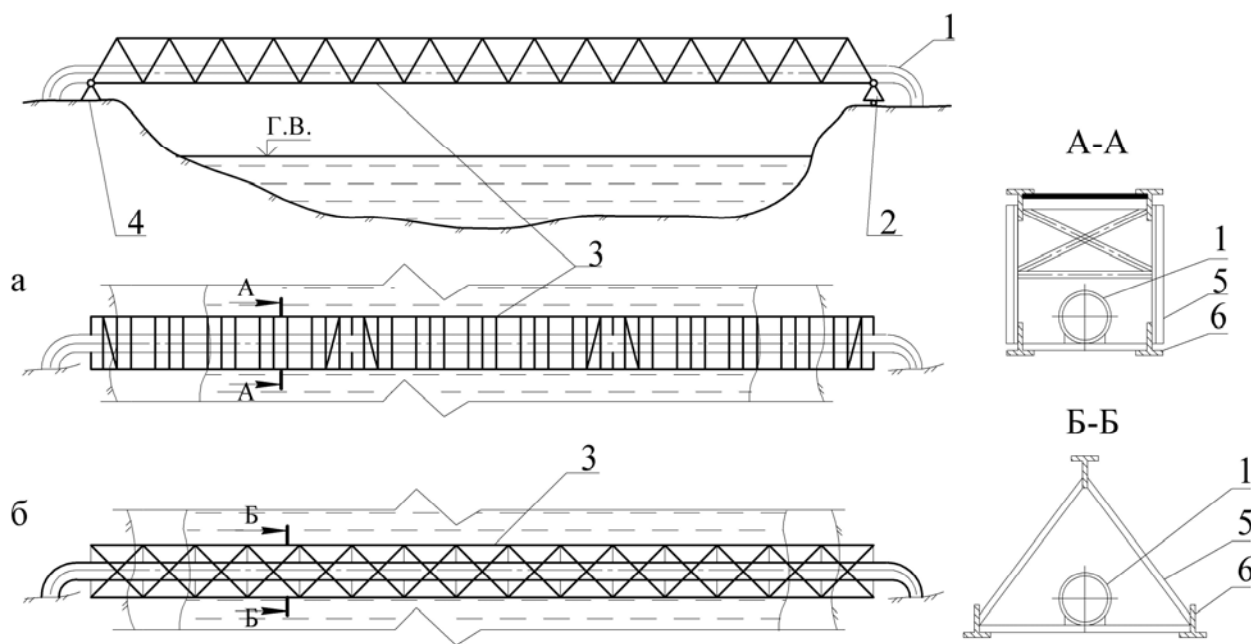


Рис.5.20. Трубопроводный переход с поддерживающим элементом рабочего трубопровода в виде фермы:

а – с фермой прямоугольного сечения; б – с фермой сечением в виде равнобедренного треугольника; 1 – трубопровод; 2,4 – концевые опоры; 3 – ферма; 5 – решетка фермы; 6 – пояса фермы

Наличие фермы позволяет увеличить длину перекрываемого пролета в 2-3 раза без устройства промежуточных опор при достаточной горизонтальной жесткости. Конструкция трубопроводного перехода может предусматривать наличие эксплуатационного мостика для осмотра и обслуживания трубопровода.

5.2.1. Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций

При пересечении трубопроводами мелких рек, балок, оврагов и других естественных препятствий используются надземные балочные переходы, которые в конструктивном отношении могут выполняться одно- или многопролетными, с компенсирующими устройствами и без установки компенсаторов. Наиболее экономными конструктивными схемами являются одно- и многопролетные (число пролетов не более четырех) надземные балочные переходы без компенсации продольных деформаций, т.е. без установки специальных компенсирующих устройств. Самокомпенсация продольных деформаций от изменения температуры, внутреннего давления; просадок опор и т.д. в таких системах прокладки обеспечивается за счет дополнительных прогибов трубопровода в вертикальной плоскости и сжатия материала труб [10; 92].

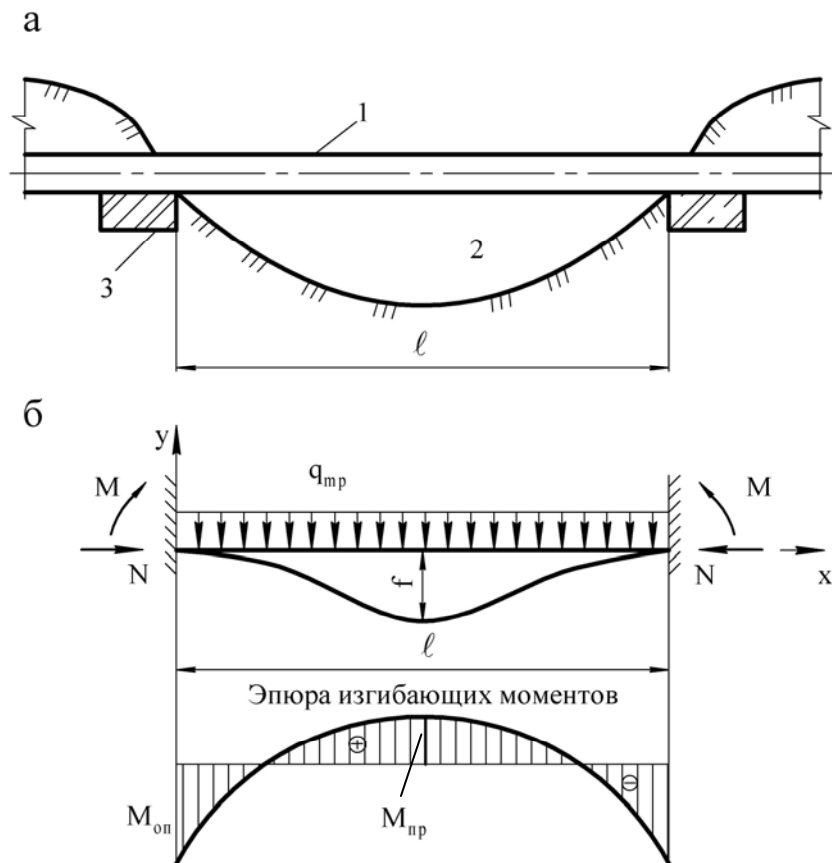


Рис.5.21. Однопролетный балочный переход без компенсации продольных деформаций:

а – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – трубопровод; 2 – овраг; 3 – опорная плита

Конструкция и расчетная схема однопролетного балочного перехода без компенсации продольных деформаций изображены на рис. 5.21. Порядок расчета балочного перехода следующий.

1. При известной полной расчетной нагрузке $q_{mp} = q_m + q_{prod} + q_{сн} + q_{лед}$ (см. п.2.1) определяется длина перекрываемого пролета ℓ по формуле:

$$\ell = \sqrt{\frac{12W(R_2 - \sigma_{np.p})}{q_{mp}}} , \quad (5.149)$$

где $\sigma_{np.p}$ – расчетные продольные напряжения от действия внутреннего давления, определяемые для заземленного трубопровода по формуле (2.10).

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой q_{mp} ,

$$f_q = \frac{1}{384} \cdot \frac{q_{mp} \ell^4}{E \cdot I} . \quad (5.150)$$

2. Продольное усилие, действующее в трубопроводе

$$N = N_1 + N_2 = 0,3\sigma_{кц}F - \alpha_t EF \Delta t , \quad (5.151)$$

где $\sigma_{\kappa\iota}$ – расчетные кольцевые напряжения от действия внутреннего давления, определяемые по формуле (2.9).

При $\Delta t \leq 0$ усилие N положительное (растягивающее), при $\Delta t \geq 0$ оно может быть как положительным, так и отрицательным (сжимающим).

3. Критическая (Эйлера) сила

$$N_{кр} = -\frac{\pi^2 EI}{(\eta \ell)^2} , \quad (5.152)$$

где $\eta \ell$ – свободная длина рассматриваемого перехода; при одном пролете $\eta = 0,6$, двух и более пролетах $\eta = 0,7$.

4. Коэффициент ξ

$$\xi = N/N_{кр} . \quad (5.153)$$

Возможно как положительное, так и отрицательное значение ξ . Следует иметь ввиду, что расчет теряет смысл при $|N| \geq |N_{кр}|$.

5. Фактическая стрела прогиба

$$f_\phi = f_q / (1 - \xi) . \quad (5.154)$$

При $\xi > 0$, когда усилие N отрицательное (сжимающее), фактическая стрела прогиба под действием этого усилия увеличивается по отношению, к f_q . При $\xi < 0$, когда усилие N положительное (растягивающее), фактическая стрела прогиба уменьшается по отношению к f_q .

6. Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки q_{mp}

$$M_1 = q_{mp} \cdot \ell^2 / 12 . \quad (5.155)$$

7. Изгибающий момент от действия продольной силы

$$M_2 = N \cdot f_\phi . \quad (5.156)$$

8. Суммарный изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 \quad (5.157)$$

При отрицательном значении усилия N момент M представляет по величине сумму M_1 и M_2 , при положительном значении – разность этих моментов.

9. Продольные напряжения

$$\sigma_{np} = \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} . \quad (5.158)$$

При $N > 0$ величину изгибающего момента следует брать по абсолютной величине.

10. Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{np}| \leq \psi_4 R_2 , \quad (5.159)$$

где ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода. При $N \geq 0$, $\psi_4 = 1$, при $N < 0$

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_2} . \quad (5.160)$$

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* допускается в выражении (5.159) вместо коэффициента ψ_4 принимать коэффициент ψ_3 , определяемый по формуле (2.50).

5.2.2. Расчет балочных переходов с компенсаторами

При прокладке трубопроводов различного назначения через естественные и искусственные преграды около 90% препятствий встречаются шириной от 10 до 100 м [76], для их пересечения наиболее рациональными являются балочные трубопроводные переходы.

5.2.2.1. Однопролетный балочный переход

Конструкция и расчетная схема перехода изображены на рис. 5.22. Оптимальной является конструкция, в которой максимальный изгибающий момент в середине пролета M_{xmax} и момент на опоре M_{on} равны по абсолютной величине. Это достигается в случае, когда длина консоли $a = 0,354\ell$. Тогда максимальный допускаемый пролет ℓ_{max} из условия прочности определяется по формуле:

$$\ell_{max} = \sqrt{\frac{16[M]}{q_{mp}}} , \quad (5.161)$$

где $[M]$ – допустимый изгибающий момент в трубопроводе, равный:

$$[M] = W[\sigma_{np.u}] \quad (5.162)$$

q_{mp} – расчетная нагрузка от веса трубопровода, включающая q_m , q_{prod} , $q_{сн}$ и $q_{лед}$.

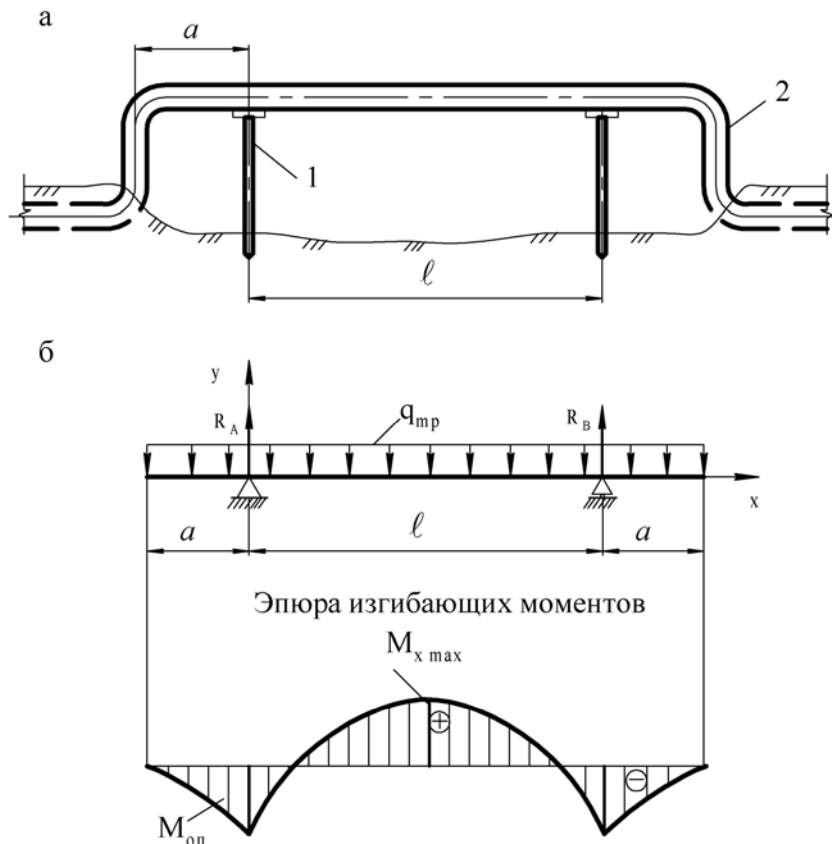


Рис.5.22. Однопролетный двухконсольный балочный переход с компенсаторами:

а – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – опора; 2 – компенсатор

Допустимые напряжения изгиба $[\sigma_{np.u}]$ определим, используя условия прочности для надземных трубопроводов, приведенное в СНиП 2.05.06-85* [114]:

$$|\sigma_{np}| = |\sigma_{np.t} + \sigma_{np.p} \pm \sigma_{np.u}| \leq \psi_4 R_2 \quad (5.163)$$

Учитывая, что продольные деформации практически свободно реализуются за счет компенсаторов (трением трубопровода на опорах пренебрегаем), $\sigma_{np.t} = 0$ и $\sigma_{np.p} = \sigma_{np.p} \pm \sigma_{np.u}$. Продольные напряжения от действия внутреннего давления являются растягивающими, следовательно, продольные усилия в трубопроводе $N \geq 0$ и $\psi_4 = 1,0$. Таким образом,

$$[\sigma_{np.u}] \leq R_2 - \sigma_{np.p} \quad (5.164)$$

где величина $\sigma_{np.p}$ рассчитывается по формуле (2.11).

Максимальный прогиб в середине пролета

$$f = \frac{2}{384} \cdot \frac{q_{mp} \ell^4}{EI} . \quad (5.165)$$

Если по условиям эксплуатации задается максимально допустимый прогиб в середине пролета $[f]$, то допускаемую длину пролета определяют как:

$$\ell_{max} = \sqrt[4]{\frac{384EI[f]}{2q_{mp}}} ; \quad (5.166)$$

из двух значений ℓ_{max} , рассчитанных по формулам (5.161) и (5.166), выбирают наименьшее. Изгибающие моменты M_{xmax} и M_{on} рассчитываются по формуле:

$$M_{xmax} = |M_{on}| = \frac{q_{mp} \ell^2}{16} . \quad (5.167)$$

5.2.2.2. Многопролетный балочный переход

Конструкция и расчетная схема перехода изображены на рис. 5.23.

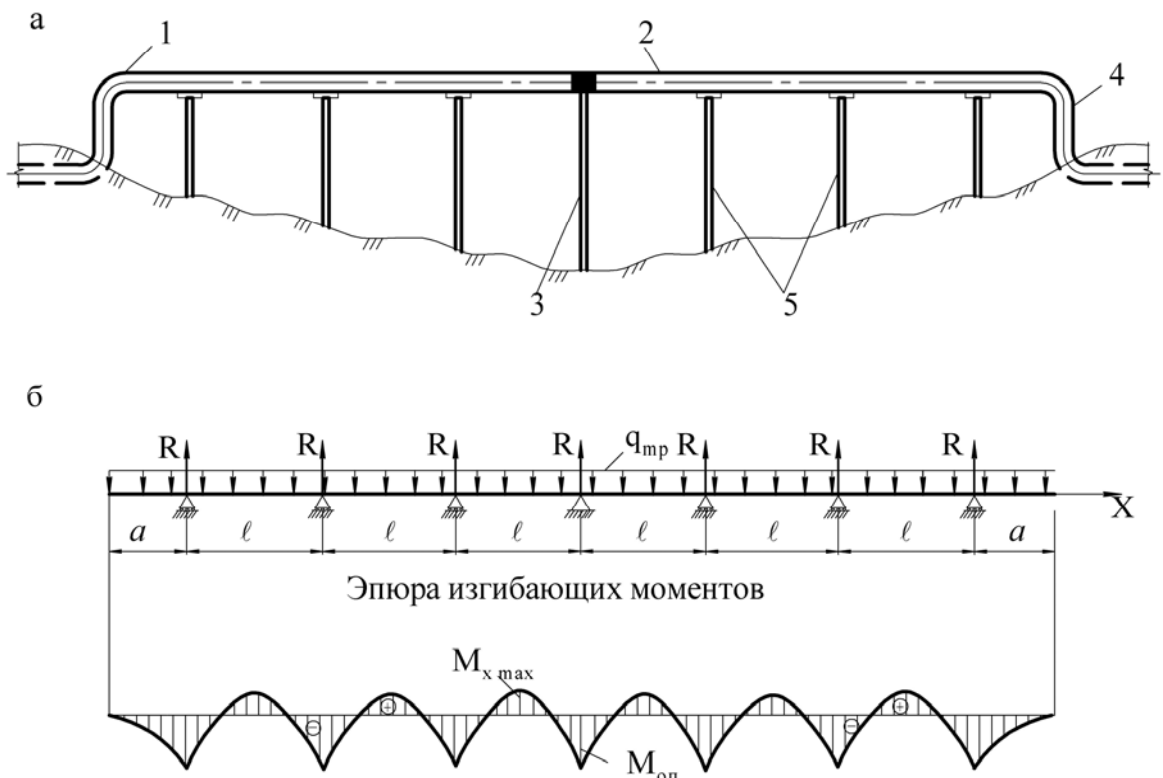


Рис.5.23. Многопролетный двухконсольный балочный переход с компенсаторами:

а – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – консоль; 2 – трубопровод;
3 – неподвижная опора; 4 – компенсатор; 5 – продольно-подвижные опоры

Максимальный допустимый пролет между опорами определяется из условия прочности по формуле:

$$\ell = \sqrt{\frac{12W[R_2 - \sigma_{np.p}]}{q_{mp}}} . \quad (5.168)$$

Максимальный прогиб в середине пролета

$$f = \frac{1}{384} \cdot \frac{q_{mp} \ell^4}{EI} . \quad (5.169)$$

Максимальный изгибающий момент в пролете и изгибающий момент на опоре рассчитываются, соответственно, по формулам:

$$M_{x\max} = \frac{q_{mp} \ell^2}{24} ; \quad (5.170)$$

$$M_{on} = \frac{q_{mp} \ell^2}{12} . \quad (5.171)$$

5.2.2.3. Расчет компенсаторов

Наибольшее распространение в конструкциях балочных переходов получили Г-образные компенсаторы (рис. 5.24). Расчетные продольные напряжения изгиба в компенсаторе, вызванные изменением длины

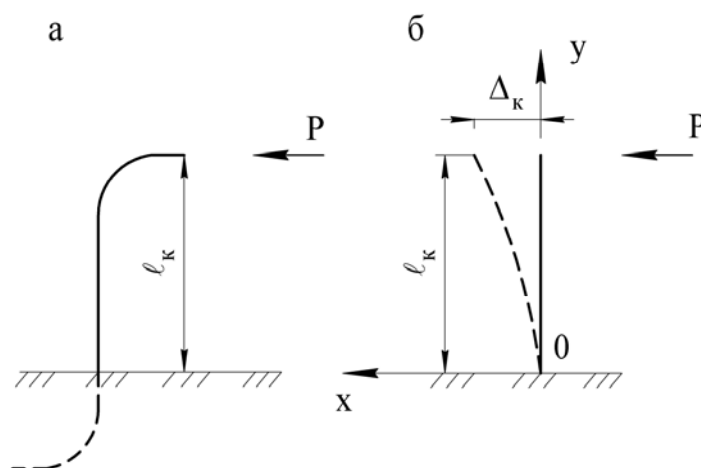


Рис.5.24. Г-образный компенсатор:
а - конструкция; б – расчетная схема

надземного участка трубопровода, максимальны в точке заземления и определяются по формуле [114]:

$$\sigma_{\text{комн}} = \frac{3}{2} \cdot \frac{ED_n \Delta_k}{\ell_k^2}, \quad (5.172)$$

где ℓ_k – вылет компенсатора (рабочая длина компенсатора); Δ_k – суммарное продольное перемещение трубопровода в месте примыкания его к компенсатору от воздействия температуры и внутреннего давления.

Максимально допускаемые напряжения $[\sigma_{\text{комн}}]$ можно определить из условия прочности:

$$[\sigma_{\text{комн}}] = R_2 - 0,5\sigma_{\text{кц}} - |\sigma_{\text{м}}|, \quad (5.173)$$

где $\sigma_{\text{м}}$ – дополнительные продольные напряжения от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, определяемые согласно общим правилам строительной механики.

При расчете компенсаторов на участках трубопроводов, работающих при мало изменяющемся температурном режиме (на линейной части газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов), допускается согласно СНиП 2.05.06-85* [114] в формуле (5.173) вместо расчетного сопротивления R_2 принимать нормативное сопротивление R_2^H .

В наклонных компенсаторах, не являющихся одновременно опорами, и, напряжения $\sigma_{\text{м}}$ могут быть вызваны вертикальной нагрузкой от собственного веса трубы и горизонтальной ветровой нагрузкой. Обычно эти напряжения незначительны и не учитываются в расчетах.

Используя выражения (5.172) и (5.173) можно при заданной рабочей длине компенсатора ℓ_k определить максимально допустимую величину $[\Delta_k]$, называемую компенсирующей способностью компенсатора, равную

$$[\Delta_k] = \frac{2}{3} \cdot \frac{\ell_k^2 [\sigma_{\text{комн}}]}{ED_n}. \quad (5.174)$$

Если же известно суммарное продольное перемещение трубопровода Δ_k , определяют необходимую рабочую длину компенсатора

$$\ell_k = \sqrt{\frac{3ED_n \Delta_k}{2[\sigma_{\text{комн}}]}}. \quad (5.175)$$

При продольном перемещении трубопровода за счет его удлинения максимальная величина Δ_k рассчитывается по формуле:

$$\Delta_{k1} = \Delta_p + \Delta_t = L \left(\frac{0,2\sigma_{\text{кц}}}{E} + \alpha_t \Delta t_1 \right), \quad (5.176)$$

где L – длина надземного участка трубопровода, обслуживаемая одним компенсатором; Δt_1 – перепад температур при нагревании.

В случае уменьшения длины трубопровода величина Δ_k будет максимальной при внутреннем давлении $p = 0$

$$\Delta_{k2} = \Delta_t = L \alpha_t \Delta t_2, \quad (5.177)$$

где Δt_2 – перепад температур при охлаждении трубопровода.

Амплитуда отклонения начальной длины в обе стороны

$$A_k = \Delta_{k1} + |\Delta_{k2}|. \quad (5.178)$$

Если монтаж производится так, что обеспечивается симметричная работа компенсатора в обе стороны, компенсирующая способность Δ_k должна отвечать условию:

$$\Delta_k \geq A_k / 2, \quad (5.179)$$

а длина ℓ_k рассчитывается для $\Delta_k = A_k / 2$.

Следует иметь ввиду, что в данном расчете не учитываются возможные перемещения прилегающих к переходу подземных участков трубопровода.

Величина расчетных продольных напряжений $\sigma_{комп}$ для П- и Z-образных компенсаторов определяется в соответствии с общими правилами строительной механики с учетом коэффициента уменьшения жесткости отвода $k_{жс}$ и коэффициента увеличения продольных напряжений m_k :

- для П-образных компенсаторов

$$\sigma_{комп} = \frac{0,5 E D_n \ell_k m_k \Delta_k}{A}; \quad (5.180)$$

$$A = \frac{1}{k_{жс}} (\pi \rho_k \ell_k^2 - 2,28 \rho_k^2 \ell_k + 1,4 \rho_k^3) + 0,67 \ell_k^3 + \ell_n \ell_k^2 + 2 \rho_k^2 \ell_k - 1,33 \rho_k^3, \quad (5.181)$$

где ρ_k – радиус изгиба оси отвода; ℓ_n – ширина полки компенсатора,

- для Z-образных компенсаторов

$$\sigma_{комп} = \frac{E D_n \ell_k m_k \Delta_k}{B}; \quad (5.182)$$

$$B = \frac{1}{k_{жс}} (\pi \rho_k \ell_k^2 - 2,28 \rho_k^2 \ell_k + 1,4 \rho_k^3) + 0,67 \ell_k^3 - 2 \rho_k^2 \ell_k - 1,33 \rho_k^3. \quad (5.183)$$

Коэффициенты уменьшения жесткости $k_{жс}$ и увеличения напряжений m_{κ} для гнутых и сварных отводов компенсаторов при $\lambda_{\kappa} < 0,3$ определяются по формулам:

$$k_{жс} = \frac{\lambda_{\kappa}}{1,65} ; \quad (5.184)$$

$$m_{\kappa} = \frac{0,9}{\lambda_{\kappa}^{2/3}} ; \quad (5.185)$$

$$\lambda_{\kappa} = \frac{\delta_n \rho_{\kappa}}{r_c^2} , \quad (5.186)$$

где λ_{κ} – безразмерная величина, называемая «коэффициентом трубы»; δ_n – номинальная толщина стенки трубы; r_c – средний радиус отвода.

Реакция отпора H_{κ} компенсаторов при продольных перемещениях надземного трубопровода определяется по формулам:

- для Г-образных компенсаторов

$$H_{\kappa} = \frac{W \sigma_{комп}}{\ell_{\kappa}} , \quad (5.187)$$

где W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы,

- для П- и Z-образных компенсаторов

$$H_{\kappa} = \frac{2 \cdot W \sigma_{комп}}{m_{\kappa} \ell_{\kappa}} . \quad (5.188)$$

С целью уменьшения размеров компенсаторов следует применять предварительную их растяжку или сжатие, при этом на чертежах должны указываться величины растяжки или сжатия в зависимости от температуры, при которой производится сварка замыкающих стыков.

5.2.2.4. Влияние высотного положения опор на напряженное состояние трубопровода

Балочные трубопроводные переходы представляют собою в статическом отношении многопролетные неразрезные балки и, как всякие статически неопределимые системы, оказываются весьма чувствительными к просадке какой-либо из опор или просто к расположению опор не на одном уровне.

Статический расчет балочных трубопроводных систем, изложенный, например, в работе [92], имеет существенный недостаток, а именно то, что все опоры принимаются находящимися на одном уровне относительно друг друга.

Наши недавние исследования напряженного состояния балочных трубопроводных переходов, проведенные с использованием пакета моделирования и конечно-элементного анализа NASTRAN [18; 19; 21], показали, что понижением уровня средних опор в одно - пятипролетных балочных системах можно добиться снижения расчетных напряжений изгиба в трубопроводе в среднем на 35%. Это дает возможность при проектировании балочных трубопроводных систем найти такое местоположение опор относительно друг друга, при котором будет иметь место минимум действующих изгибающих моментов, что в свою очередь, несомненно, повысит эксплуатационную надежность балочных трубопроводных переходов.

В многопролетных балочных переходах выражения для дополнительных изгибающих моментов, вызываемых просадкой n -ой опоры, имеют вид (рис. 5.25):

$$\begin{aligned} M_n &= 0,733 \frac{6EIY}{\ell^2} ; \\ M_{n-1} &= M_{n+1} = -0,465 \frac{6EIY}{\ell^2} ; \\ M_{n-2} &= M_{n+2} = 0,1245 \frac{6EIY}{\ell^2} , \end{aligned} \quad (5.189)$$

где EI – изгибная жесткость поперечного сечения трубопровода; Y – величина просадки опоры; ℓ – пролет между соседними опорами.

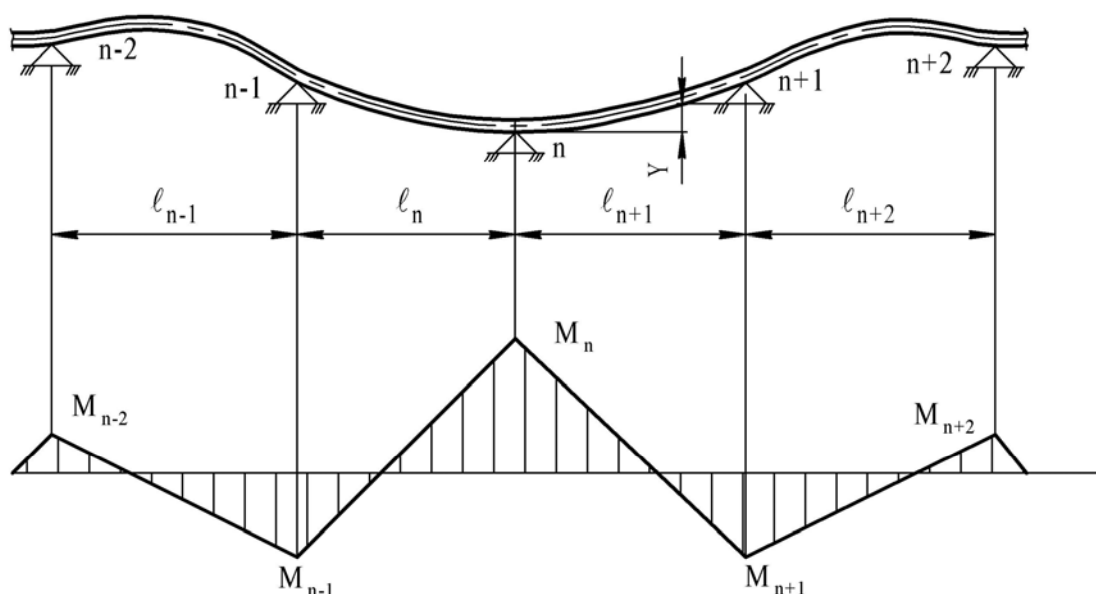


Рис.5.25. просадка n -й опоры трубопровода и эпюра дополнительных изгибающих моментов

Нами на примере стержневой конечно-элементной модели двухпролетного балочного перехода (рис. 5.26) со следующими принятыми параметрами 1020×10 мм, материал трубы – сталь 17Г1С, $\ell=36$ м, $q=9,2$ кН/м проанализировано влияние одновременного изменения высотного положения нескольких опор на напряженное состояние трубопровода. Так, на рис. 5.26, в изображена эпюра возникающих напряжений в трубопроводе с указанием величин (МПа) в характерных сечениях в исходном равновысотном состоянии. Из рисунка видно, что опорные сечения существенно перегружены, в то время как в пролетных сечениях напряжения практически в 2 раза меньше.

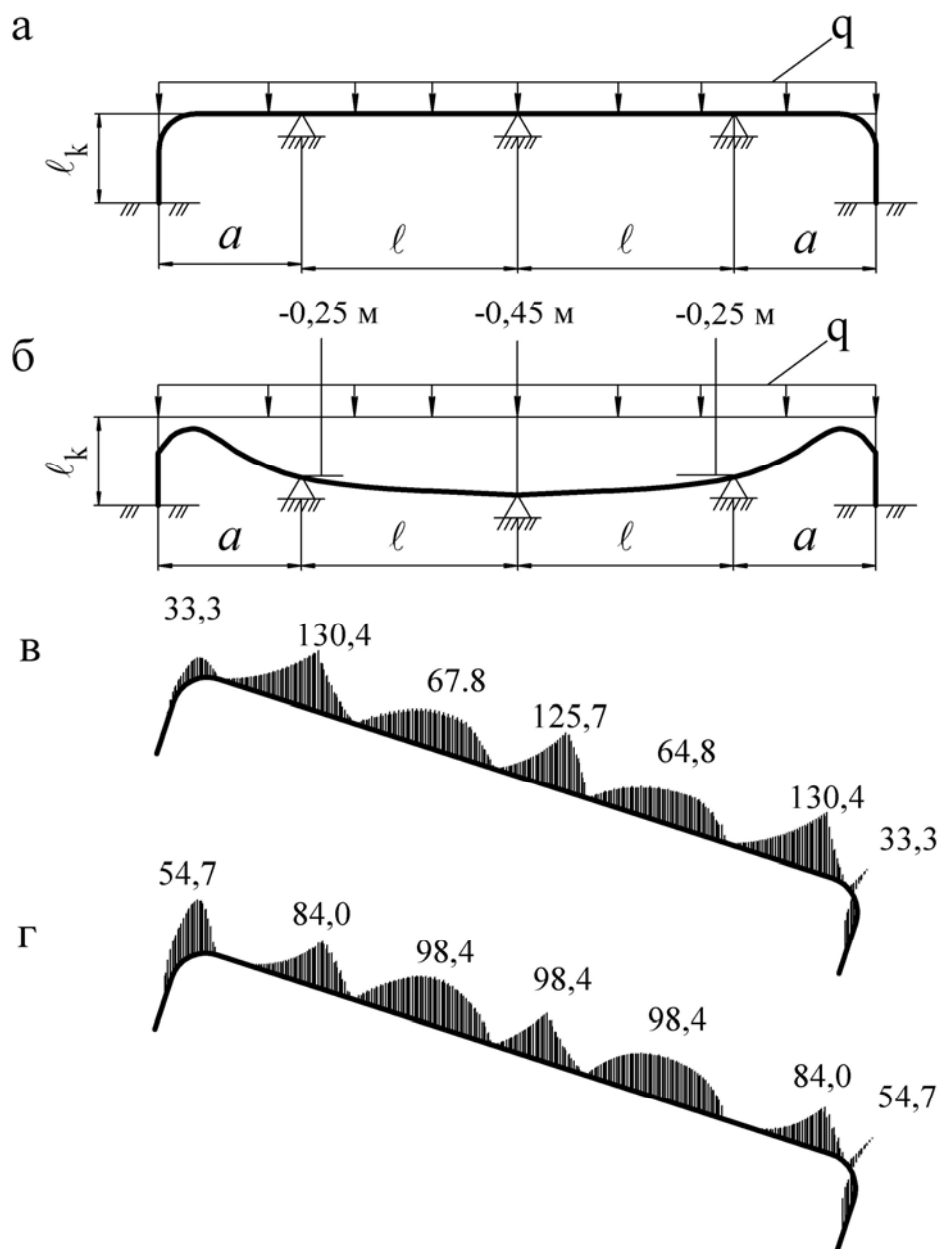


Рис.5.26. Напряженное состояние двухпролетного балочного перехода:
 а, б – расчетные схемы; в, г – эпюры нормативных напряжений, МПа от действия изгибающих моментов

Путем последовательного понижения уровня опор мы можем добиться существенного уменьшения возникающих напряжений. На рис. 5.26, г показано

напряженное состояние трубопроводного перехода после установки опор на оптимальные уровни, из которого видно, что вследствие изменения их высотного положения напряжения в опорных и пролетных сечениях стремятся выровняться.

Выполнив оценку степени снижения напряжений по формуле:

$$\delta_{\sigma} = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{\sigma_{max}} 100 \quad , \quad (5.190)$$

где σ_{max} – максимальные напряжения, соответствующие случаю, когда опоры находятся на одном уровне, МПа; σ_{min} – напряжения после понижения уровня средних опор, МПа, находим, что расчетные напряжения снизились в результате изменения уровня опор на 24,3%.

Дальнейшие исследования одно-пятипролетных схем балочных трубопроводных переходов позволили построить графическую зависимость (рис. 5.27), изображающую характер влияния понижения опор на уменьшение возникающих напряжений в многопролетных балочных системах в зависимости от числа пролетов применительно к трубопроводу диаметром 1020 мм. Он свидетельствует о том, что при числе пролетов три и более наблюдающийся уровень, до которого уменьшаются напряжения за счет понижения опор, почти не изменяется и составляет около 35%.

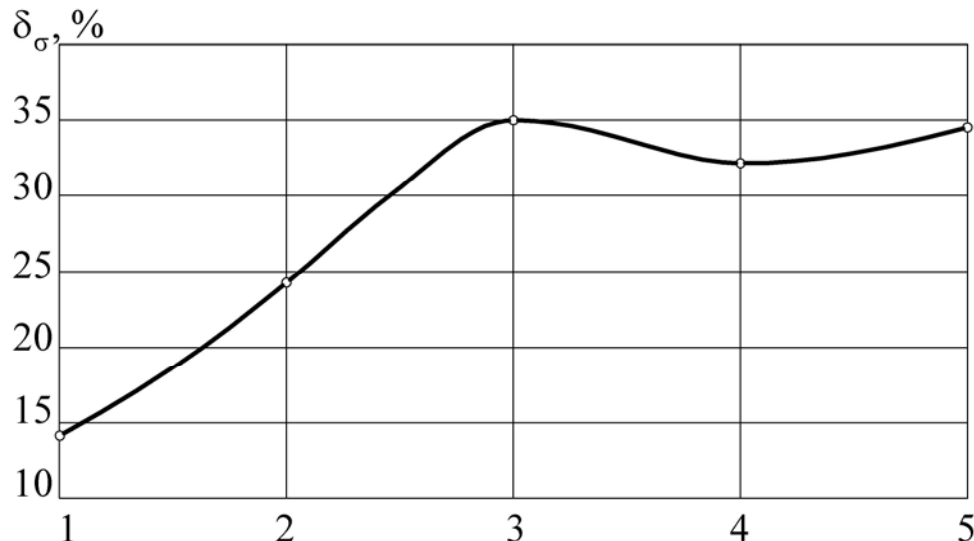


Рис.5.27. Характер влияния понижения опор на уменьшение возникающих напряжений в многопролетных балочных системах с Г-образным компенсатором в зависимости от числа пролетов

5.2.3. Расчет балочных переходов с поддерживающим элементом в виде фермы

Для оценки напряженно-деформированного состояния переходов с поддерживающим элементом рабочего трубопровода в виде фермы (рис. 5.20) так же как и для переходов с консольными опорами (рис. 5.19) использован метод конечных элементов [19; 76]. При этом в качестве расчетной схемы трубопровод предложено рассматривать как неразрезную многопролетную балку, опирающуюся в пролете на упруго-податливые опоры (рис.5.28).

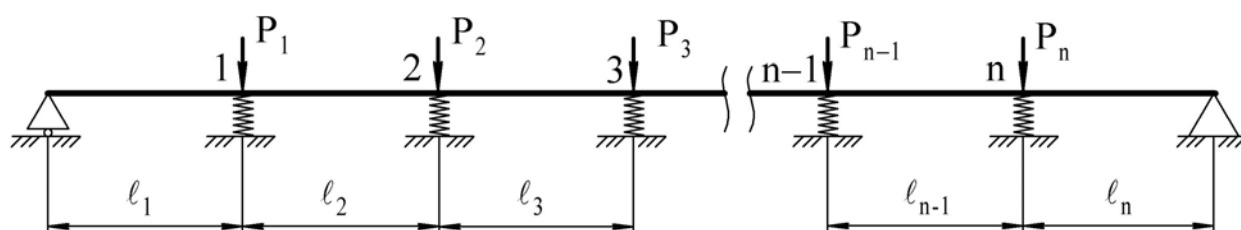


Рис.2.28. Расчетная схема трубопроводного перехода

Разработанная расчетная методика, рассматриваемого трубопроводного перехода реализуется по следующему алгоритму.

1) Рассчитывается распределенная нагрузка, действующая на конструкцию (см.п.2.1).

2) Подбирается расчетом поддерживающая ферма из числа типовых конструкций.

Высота фермы подбирается исходя из минимальной металлоемкости, для этого был построен график зависимости массы фермы от ее высоты (рис. 5.29).

Масса поддерживающей фермы определялась по конечно-элементной модели в MSC/NASTRAN. В свою очередь, высота фермы ограничена максимальным вертикальным габаритом подвижного состава равным 3,8 м в случае доставки фермы железнодорожным транспортом в виде отдельных секций.

3)Трубопроводный переход рассматривается в виде балки кольцевого поперечного сечения, а ферма заменяется упругоподатливыми опорами, количество которых соответствует числу точек опоры трубопровода внутри этой фермы (рис. 5.28).

4)В рассматриваемой расчетной схеме сосредоточенные силы $P_1 - P_n$ определяются путем приведения расчетной распределенной нагрузки на опорные узлы.

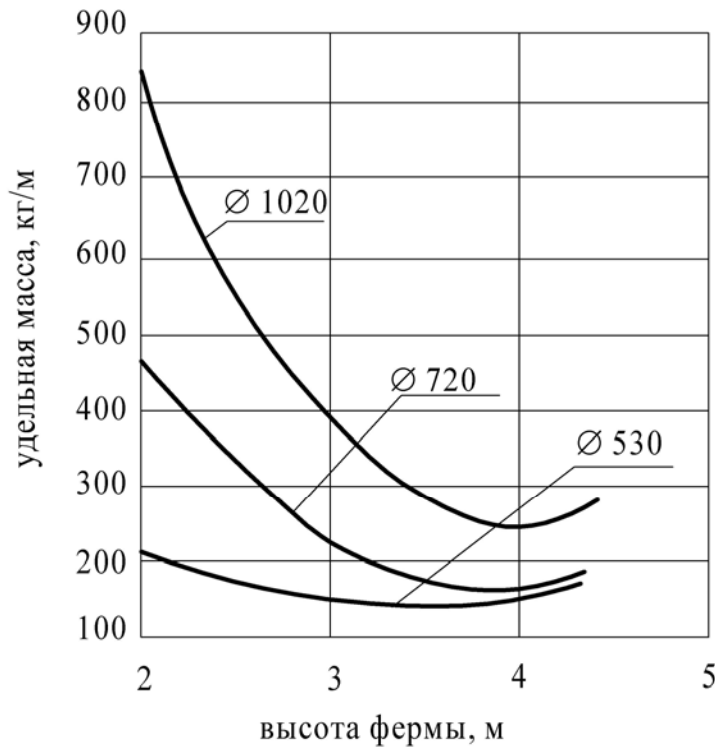


Рис.5.29. Зависимость массы фермы о ее высоты для трубопроводов Ø 530, Ø 720 и Ø 1020 мм

5) Определяются коэффициенты жесткости упругоподатливых опор по формуле:

$$\beta_i = P_i \cdot \frac{1}{f_i} , \quad (5.191)$$

где f_i – прогиб фермы в точке приложения единичной силы, определяемый по формуле Максвелла-Мора:

$$f_i = \sum_{i=1}^n \int \frac{M_{zp}^{(i)} M_{ed}^{(i)} d\ell}{E^{(i)} I^{(i)}} + \sum_{i=1}^n \int \frac{N_{zp}^{(i)} N_{ed}^{(i)} d\ell}{E^{(i)} I^{(i)}} + \sum_{i=1}^n \int \mu^{(i)} \frac{Q_{zp}^{(i)} Q_{ed}^{(i)} d\ell}{G^{(i)} A^{(i)}} , \quad (5.192)$$

где i – номер силового участка (разделение на участки производится в грузовом и единичном состояниях); n – количество силовых участков; ℓ – длина участка; $M_{zp}^{(i)}$ – выражение для изгибающего момента на i -том силовом участке от заданной внешней нагрузки; $M_{ed}^{(i)}$ – выражение для изгибающего момента на i -том силовом участке от единичного воздействия; $N_{zp}^{(i)}$, $N_{ed}^{(i)}$, $Q_{zp}^{(i)}$, $Q_{ed}^{(i)}$ – аналогичные выражения для продольных и поперечных сил; $\mu^{(i)}$ – безразмерный коэффициент неравномерности сдвигов по сечению, зависящий от формы i -того сечения; $E^{(i)}$, $G^{(i)}$ – модули упругости первого и второго рода материала i -того участка; $I^{(i)}$, $A^{(i)}$ – момент инерции и площадь поперечного сечения i -того участка.

Ферма работает таким образом, что при приложении в ее узлах сосредоточенных нагрузок, элементы (стержни) ее главным образом работают на центральное растяжение или сжатие. Так как по длине каждого стержня фермы продольные силы и площадь сечения постоянны и учитывая, что $\int_0^\ell d\ell = \ell$, выражение (5.192) для перемещения узловых точек ферм примет вид:

$$f_i = \sum_{i=1}^n \int \frac{N_{cp}^{(i)} N_{ed}^{(i)} \ell^{(i)}}{E^{(i)} A^{(i)}} . \quad (5.193)$$

Продольные усилия $N_{cp}^{(i)}$, $N_{ed}^{(i)}$, в элементах фермы определяются по шарнирной схеме методом вырезания узлов.

б) Производится подбор поперечных сечений элементов фермы.

Поперечное сечение поясов подбирается из условия их прочности по формуле:

$$A_n = \frac{N_n}{[\sigma]} , \quad (5.194)$$

где N_n – усилие, возникающее в элементах фермы от приложенных к ней внешних сил; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение при растяжении (сжатии) для материала элементов фермы.

Для подобранного сечения проверяем на устойчивость верхний пояс фермы при сжатии из условия:

$$\frac{N_n}{\varphi \cdot A_n} \leq [\sigma] , \quad (5.195)$$

где φ - коэффициент продольного изгиба (см. СНиП II-23 – 81* [117]).

Значение коэффициента φ зависит от гибкости элемента λ , которая может быть определена по формуле:

$$\lambda = \frac{\ell_{np}}{i} . \quad (5.196)$$

где i – радиус инерции сечения элемента; ℓ_{np} – приведенная длина стержня, равная:

$$\ell_{np} = \mu \cdot \ell_n , \quad (5.197)$$

где ℓ_n – длина стержня пояса; μ - коэффициент приведения длины стержня, для двухшарнирной схемы нагружения стержня $\mu = 1$.

Поперечное сечение раскосов подбирается из условия их прочности:

$$A_p = \frac{P}{\sin \alpha [\sigma]} . \quad (5.198)$$

где α угол наклона раскоса.

Сжатые раскосы дополнительно рассчитываются на устойчивость:

$$\frac{N_p}{\varphi \cdot A_p} \leq [\sigma] . \quad (5.199)$$

7) Формируется матрица коэффициентов уравнений равновесия в виде:

$$A = - \begin{vmatrix} (\ell_1^{-1} + \ell_2^{-1}) & -\ell_2^{-1} & 0 & . & 0 & 1 & . & 0 \\ -\ell_2^{-1} & (\ell_2^{-1} + \ell_3^{-1}) & -\ell_3^{-1} & . & 0 & 0 & . & 0 \\ 0 & -\ell_3^{-1} & (\ell_3^{-1} + \ell_4^{-1}) & . & 0 & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & -\ell_4^{-1} & . & 0 & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & 0 & . & 0 & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & 0 & . & 0 & 0 & . & 0 \\ . & . & . & . & -\ell_{n-1}^{-1} & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\ell_{n-1}^{-1} & (\ell_{n-1}^{-1} + \ell_n^{-1}) & 0 & . & 1 \end{vmatrix} . \quad (5.200)$$

8) Формируется матрица внутренней податливости из выражения для потенциальной энергии внутренних сил при наличии упругоподатливых опор:

$$B = \begin{vmatrix} k \frac{(\ell_1 + \ell_2)}{3EI} & \frac{\ell_2}{6EI} & 0 & . & 0 & 1 & . & 0 \\ \frac{\ell_2}{6EI} & \frac{(\ell_2 + \ell_3)}{3EI} & \frac{\ell_3}{6EI} & . & 0 & 0 & . & 0 \\ 0 & \frac{\ell_3}{6EI} & \frac{(\ell_3 + \ell_4)}{3EI} & . & 0 & 0 & . & 0 \\ . & . & . & . & \frac{\ell_{n-1}}{6EI} & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{\ell_{n-1}}{6EI} & k \frac{(\ell_{n-1} + \ell_n)}{3EI} & 0 & . & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \beta_1^{-1} & . & 0 \\ . & . & . & . & . & . & . & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \beta_n^{-1} \end{vmatrix} , \quad (5.201)$$

где коэффициент k учитывает влияние концевых компенсаторов на заземленность трубопровода и определяется по формулам, приведенным в работе [76].

9) Реализуя матричный метод расчета упругих стержневых систем, находим искомые прогибы трубопровода и возникающие внутренние силовые факторы (изгибающие моменты и реакции упругоподатливых опор).

10) Проверяем прочность трубопровода на действие максимального изгибающего момента по формуле:

$$\sigma_{max} \leq R_2, \quad (5.202)$$

где $\sigma_{max} = \sigma_{np.p} + \sigma_{изг}$; R_2 – расчетное сопротивление трубной стали растяжению (сжатию); $\sigma_{np.p}$ – продольные напряжения от внутреннего давления в прямолинейном надземном трубопроводе с компенсаторами, определяемые по формуле (2.11); $\sigma_{изг}$ – напряжения от изгиба, равные:

$$\sigma_{изг} = \frac{M}{W}, \quad (5.203)$$

M – величина изгибающего момента в трубопроводе в точке опоры на ферму;
 W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Деформации, вызванные изменением температуры и внутреннего давления, воспринимаются компенсаторами трубопроводного перехода.

5.2.4. Опоры балочных систем прокладки трубопроводов

5.2.4.1. Применяемые типы опор и опорных частей

Конструкции опор зависят не только от метода прокладки и прикладываемых к опорам усилий, но и от ряда других факторов, например, от материала, грунтовых и топографических условий прохождения трассы, высоты опор, метода производства работ.

Применяются следующие виды опор:

плитные опоры – для усиления основания под трубопроводом на крайних опорах;

свайные опоры – при пересечении рек, на болотах и при прохождении трассы трубопровода по слабым или вечномёрзлым грунтам;

рамные опоры и опоры на стойках – когда затруднено погружение свай, не требуется большого заглубления опор;

опоры из блоков – на плотных грунтах с малым заглублением, а также при значительном заглублении по типу опускаемых колодцев;

монолитные опоры из бутовой кладки, бутобетона и других материалов – при наличии местных материалов, а также при разнотипности опор;

подвесные опоры – главным образом в качестве подвижных опор при прокладке самокомпенсирующихся систем трубопроводов;

ряжесвые и другие деревянные опоры – в северных лесных районах и где загнивание их происходит относительно медленно;

грунтовые опоры в виде земляных отсыпок – на болотах, широких поймах рек, на Севере.

Крепление трубопровода к опорам, или его опирание на них осуществляется с помощью опорных частей. Для балочных систем надземной прокладки применяются следующие опорные части:

а) продольноподвижные, допускающие перемещение трубопровода лишь вдоль его оси (скользящие, катковые, роликовые, подвесные, перемещающиеся за счет применения качающихся стоек или изгиба опор при шарнирном креплении трубопровода);

б) свободноподвижные, позволяющие трубопроводу перемещаться в любом направлении в горизонтальной плоскости (скользящие, роликовые, подвесные);

в) неподвижные – анкерные с жестким креплением трубопровода к опоре, вращающиеся на вертикальной оси).

Одиночно стоящие опоры подразделяются на анкерные (мертвые) и промежуточные.

Анкерные опоры (рис.5.30) делятся на разгруженные и неразгруженные (концевые), а промежуточные опоры (рис. 5.31) – на двухшарнирные гибкие и жесткие.

Двухшарнирные промежуточные опоры (рис.5.31, а) имеют шарниры внизу опоры и допускают, таким образом, свободное перемещение трубопровода, расположенного на этой опоре и связанного с ней при помощи поворота шарнира на величину требуемой продольной деформации трубопровода, расположенного на опоре.

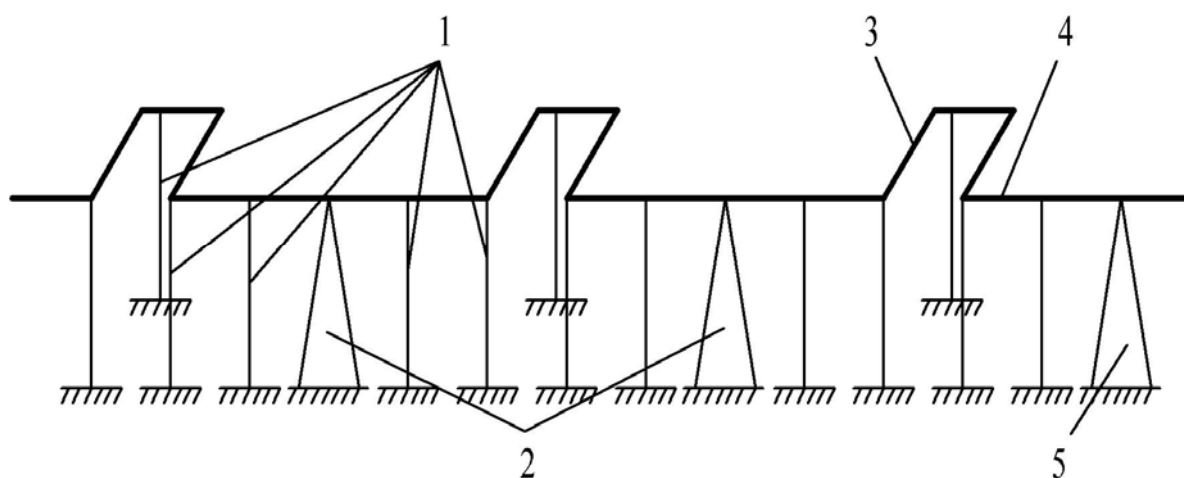


Рис.5.30. Трубопровод на одиночно стоящих опорах:

1 – промежуточные опоры; 2 – разгруженные анкерные опоры; 3 – компенсатор;

4 – трубопровод; 5 – концевая неразгруженная анкерная опора

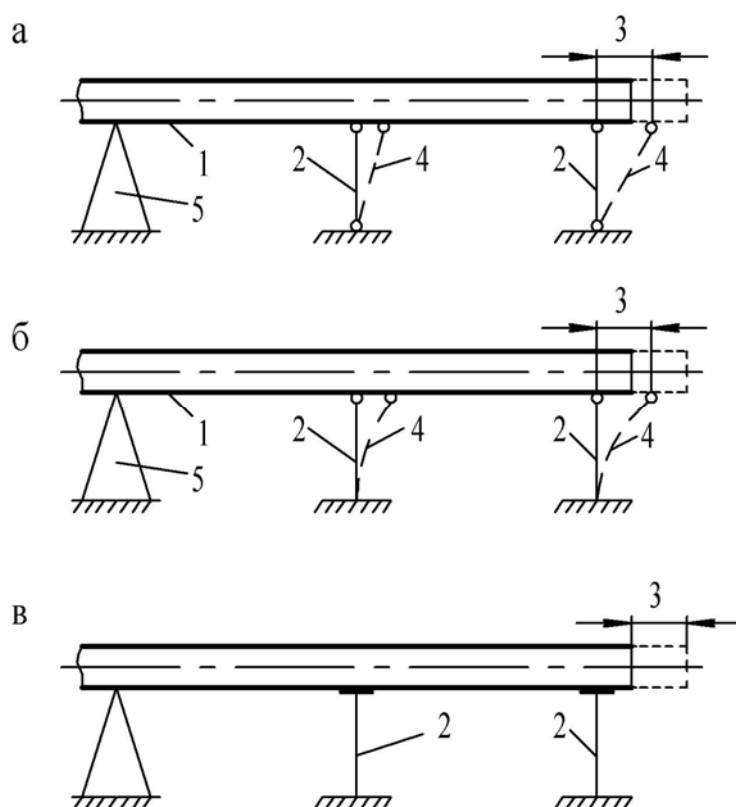


Рис.5.31. Виды промежуточных опор:

а – двухшарнирная опора; б – гибкая опора; в – жесткая опора; 1 – трубопровод; 2 – промежуточные опоры; 3 – продольная деформация трубопровода; 4 – положение промежуточных опор после продольной деформации трубопровода; 5 – анкерная опора

Жесткие промежуточные опоры (рис.5.31, в) не способны обеспечить перемещение своего верхнего конца на величину требуемой продольной деформации трубопровода, расположенного на данной опоре; в этом случае продольное удлинение (укорочение) трубопровода сопровождается его проскальзыванием по опоре.

5.2.4.2. Определение нагрузок, действующих на опоры трубопроводов

Правильный выбор расчетных нагрузок имеет очень важное значение с точки зрения создания рациональных и экономичных опор под трубопроводы.

Расчетные нагрузки подразделяются на следующие:

- вертикальная нагрузка;
- горизонтальная нагрузка, действующая поперек оси трубопровода – ветровая нагрузка;
- горизонтальная нагрузка, действующая вдоль трубопровода.

Все опоры рассчитываются на расчетную вертикальную нагрузку от трубопровода под действием его веса $q_{тр}$ (см.разд. 2.1) по формуле:

$$N_{\varepsilon} = q_{тр} \frac{\ell_{лев} + \ell_{прав}}{2}, \quad (5.204)$$

где $\ell_{лев}$ и $\ell_{прав}$ – длина левого и правого пролетов, примыкающих к рассчитываемой подвижной опоре.

Основными же нагрузками для опор почти всегда являются горизонтальные усилия от трубопровода, которые приложены на уровне опорных частей.

Перпендикулярно оси трубопровода, когда нет поперечного смещения, к каждой из опор (продольно подвижной и неподвижной) приложено горизонтальное усилие от давления ветра

$$H_{\varepsilon} = q_{вет} \frac{\ell_{лев} + \ell_{прав}}{2}. \quad (5.205)$$

Расчетную ветровую нагрузку на трубопровод $q_{вет}$ определяют по формуле (2.24).

Горизонтальные усилия вдоль оси, действующие на верхний конец промежуточной опоры при прокладке одиночного трубопровода, определяют следующим путем:

а) для промежуточных двухшарнирных опор горизонтальное усилие вдоль трассы равно нулю;

б) для гибких промежуточных опор это усилие определяется как упругая реакция верхнего конца опоры, возникающая вследствие его горизонтального смещения на заданную величину, соответствующую температурной деформации трубопровода; таким образом, гибкая стойка рассчитывается как консольная балка, нагруженная заданным смещением конца;

в) для жестких промежуточных опор со скользящими или катковыми опорными устройствами, а также поперек оси трубопровода на свободноподвижные опоры при его смещении

$$N_{\varepsilon} = \Theta \cdot N_{\varepsilon} = \Theta \cdot q_{тр} \frac{\ell_{лев} + \ell_{прав}}{2}, \quad (5.206)$$

где Θ – максимальное значение коэффициента трения. При трении стали о сталь на скользящих опорах $\Theta=0,3 - 0,5$. Для уменьшения коэффициента трения в последнее время между трущимися поверхностями устанавливают антифрикционные материалы (фторопласт, тефлон и др.). При катковых опорах $\Theta=0,05/r$, где r – радиус катка.

Следует иметь в виду, что катковые опорные части иногда заклиниваются, при этом Θ может резко возрасти и даже превысить коэффициент трения стали по стали. Поэтому в последнее время стали применять более надежные – роликовые (на оси) опорные части.

Для роликовой опоры Θ можно определить по формуле:

$$\Theta = f_n \frac{0,1d_v + 2f_k}{d_k} + i, \quad (5.207)$$

где f_n – коэффициент, учитывающий перенос катка (для катков с коническим ободом $f_n = 1,2$; с цилиндрическим ободом на подшипниках скольжения $f_n = 1,5$ и на подшипниках качения $f_n = 2,3$); d_v – диаметр вала на месте насадки подшипников, см; d_k – диаметр катка, см; i – расчетный уклон направляющей катковой опоры (можно принять $i = 0,01$); f_k – коэффициент трения качения в см (принимается по табл. 5.13).

Применение роликовых опорных частей значительно снижает нагрузки на опоры и позволяет проектировать их более легкими, что особенно важно для трубопроводов больших диаметров (более 720 мм).

Расчетные горизонтальные усилия вдоль оси, действующие на разгруженные анкерные опоры при прокладке одного трубопровода (рис. 5.32) определяются следующим путем:

Таблица 5.13

Значения коэффициента трения качения

Форма стального ролика	Коэффициент f_k при диаметре ролика, см				
	20-30	40-50	60-70	80	90-100
Цилиндрическая	0,03	0,05	0,06	0,06	0,07
Коническая	0,04	0,06	0,08	0,10	0,12

Примечание. Для чугунных роликов диаметром от 20 до 70 см табличные значения коэффициента f_k увеличиваются на 0,01, а диаметром от 80 до 100 см – на 0,02.

- при отсутствии в смежных пролетах задвижек (рис. 5.32,а) горизонтальное усилие находят как разность усилий, включающих распор компенсатора и силы трения, или упругие реакции на промежуточных опорах, действующих слева и справа от рассматриваемой анкерной опоры; при этом меньшее по величине усилие умножается на коэффициент, равный 0,8.

Таким образом, усилие, действующее на опору Р.А, определяется по следующим формулам:

- при двухшарнирных промежуточных опорах

$$N_z = N_1 - 0,8N_2; \quad (5.208)$$

- при гибких промежуточных опорах

$$N_z = (N_1 + \sum R_1) - 0,8(N_2 + \sum R_2) ; \quad (5.209)$$

- при жестких промежуточных опорах

$$N_z = (N_1 + q_{mp}\Theta\ell_1) - 0,8(N_2 + q_{mp}\Theta\ell_2) . \quad (5.210)$$

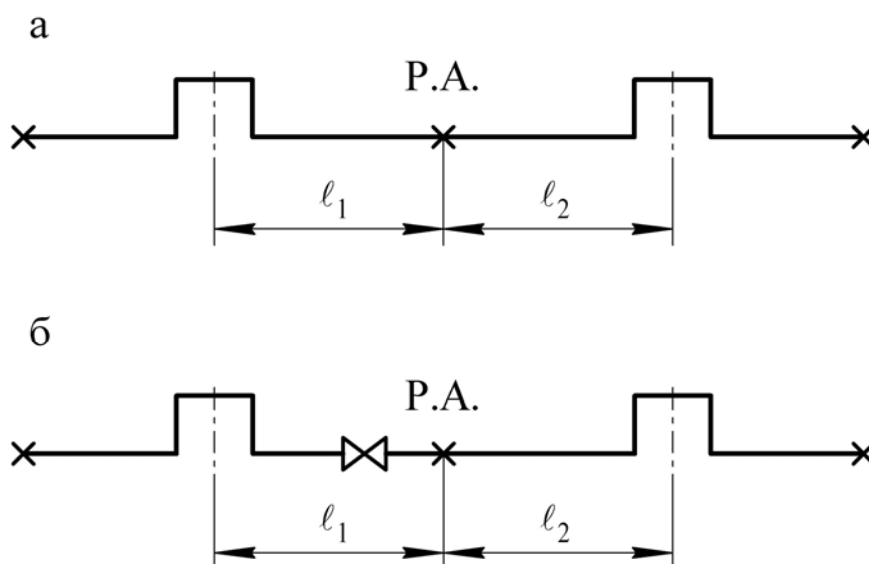


Рис.5.32. Возможные схемы участка трубопровода

В этих формулах принято, что суммарное усилие слева больше, чем справа: под $\sum R_1$ и $\sum R_2$ подразумеваются суммы упругих реакций промежуточных гибких опор, расположенных слева и справа от опоры P.A. (отпоры компенсаторов на соответствующих участках трубопровода от неподвижной опоры, горизонтальные усилия от вертикальной нагрузки при прокладке трубопровода под углом наклона к горизонтальной плоскости).

- на концевую неразгруженную анкерную опору, а также если в одном из смежных пролетов имеется задвижка (рис.5.32,б) для определения усилия на опору имеем:

- при двухшарнирных опорах

$$N_z = N_1 ; \quad (5.211)$$

- при гибких опорах

$$N_z = N_1 + \sum R_1 ; \quad (5.212)$$

- при жестких опорах

$$N_z = N_1 + q_{mp}\Theta(\ell_1 - 0,8\ell_2) ; \quad (5.213)$$

При укладке трубопровода «змейкой» или прямолинейно со слабоизогнутыми компенсационными участками выражения для определения усилий, передающихся на неподвижные опоры от изменения температуры стенок труб и внутреннего давления в трубопроводе:

- при скользящих и роликовых промежуточных опорах

$$N_{t,p} = \frac{3b \cos \varphi I (E \alpha_t \Delta t + 0,2 \sigma_{\kappa\kappa})}{f^2} + \frac{q_{mp} \Theta k_{on} L_{\kappa}^2}{8f} ; \quad (5.214)$$

- при подвесных промежуточных опорах

$$N_{t,p} = \frac{3b \cos \varphi I (E \alpha_t \Delta t + 0,2 \sigma_{\kappa\kappa})}{f^2} + \frac{q_{mp} L_{\kappa}^2 \frac{s}{h}}{12f} . \quad (5.215)$$

В формулах (5.214) и (5.215) h – коэффициент, зависящий от конструктивной схемы (для «змейки» $b = 1$, а для прямолинейной прокладки со слабоизогнутыми участками в виде треугольников $b = \frac{2L}{L_{\kappa}}$; здесь L – расстояние

между неподвижными опорами при прямолинейной прокладке со слабоизогнутыми участками); φ – угол между осью трубопровода около неподвижной опоры и прямой, соединяющей неподвижные опоры «змейки», или угол между прямой, соединяющей прямолинейные участки, и осью прямолинейной части слабоизогнутого участка; L_{κ} – расстояние между неподвижными опорами по прямой – длина полуволны «змейки» или длина слабоизогнутого участка; f – расчетная (начальная) стрелка «змейки» или слабоизогнутого участка, равная расстоянию от места изгиба трубопровода при ломаном очертании до прямой, соединяющей неподвижные опоры «змейки» или прямолинейные участки, примыкающие к слабоизогнутому участку; I – момент инерции поперечного сечения трубопровода; k_{on} – коэффициент, учитывающий при скользящих и роликовых опорах передачу части нагрузки на промежуточные опоры; s – максимальное поперечное горизонтальное перемещение трубопровода (отклонение от вертикали), вызываемое внутренним давлением в трубопроводе и изменением температуры стенок труб (для систем «змейки» и прямолинейной прокладки со слабоизогнутыми участками принимается для средней угловой опоры или примыкающей к слабоизогнутому участку); h – расстояние от места крепления подвески до оси трубопровода, s/h – тангенс угла отклонения подвески от вертикали.

Чем больше число опор, тем меньшая часть суммарного продольного усилия от ветра, изменения температуры и внутреннего давления дойдет до неподвижной опоры, так как в восприятии этих нагрузок будут участвовать и подвижные опоры. Значения коэффициента k_{on} принимаются равными: при

одной промежуточной опоре 0,8, при трех промежуточных опорах 0,6, при пяти промежуточных опорах 0,4 и большем количестве опор 0,2.

Как и в предыдущем случае, рассматривая изогнутый трубопровод, как ломаный ригель, горизонтальное усилие от ветровой нагрузки, действующее вдоль оси прямолинейных участков на неподвижные опоры:

- при скользящих промежуточных опорах

$$H_{вет} = \frac{q_{вет} k_{он} L_k^2}{8f} ; \quad (5.216)$$

- при роликовых промежуточных опорах

$$H_{вет} = \frac{0,1 q_{вет} L_k^2}{f} ; \quad (5.217)$$

- на подвесных промежуточных опорах

$$H_{вет} = \frac{0,1 q_{вет} L_k^2}{8f} . \quad (5.218)$$

5.2.5. Расчет вантового перехода

Вантовый переход является относительно простой и экономичной конструкцией надземной прокладки, включающей собственно трубопровод, поддерживаемый в пролете вантами, растягивающие усилия в которых уравниваются оттяжками, закрепленными в якорях (рис.5.33).

Расстояние между точками крепления вант к трубопроводу определяется из условия прочности как для неразрезной многопролетной балки, максимальные изгибающие напряжения, в которой имеют место в точках подвески трубопровода

$$\ell = \sqrt{\frac{12W(\Psi_4 R_2 - \sigma_{нр.р})}{q_{тр}}} , \quad (5.219)$$

где Ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода, при наличии компенсаторов по концам пролета $\Psi_4 = 1,0$; $q_{тр}$ – расчетная нагрузка от действия веса трубопровода $q_{тр} = q_m + q_{прод} + q_{сн} + q_{лед}$.

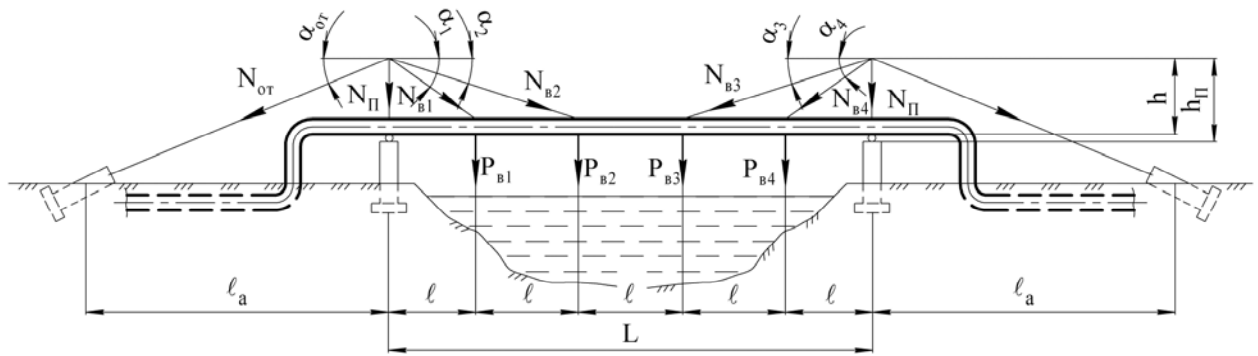


Рис.5.33. Схема вантового перехода

Компоновка конструкции при заданном значении перекрываемого пролета L включает определение числа точек крепления вант к трубопроводу n , высоты пилона h , длины вант ℓ_v , угла наклона оттяжек $\alpha_{от}$ и длины оттяжек $\ell_{от}$.

Число точек крепления n находится из отношения

$$n = L / \ell \quad (5.220)$$

и округляется в большую сторону до целого числа. При четном числе $n=2,4,6\ldots$ центральные ванта сходятся в одной точке в середине пролета L , при нечетном числе n каждая ванта крепится к трубопроводу в отдельном сечении.

Высота пилона от верхней образующей трубы до вершины принимаются из соотношения:

$$h = \left(\frac{1}{6} - \frac{1}{8} \right) L, \quad (5.221)$$

а общая высота пилона h_n включает диаметр трубопровода и расстояние от точки опирания трубопровода до опорной поверхности фундамента m_k

$$h_n = h + D_n + m_k. \quad (5.222)$$

Угол наклона первой ванта к горизонту

$$\alpha_1 = \arctg \frac{h}{\ell}, \quad (5.223)$$

ее длина определяется как

$$\ell_{v1} = \frac{h}{\cos \alpha_1}. \quad (5.224)$$

Вертикальное усилие P_{v1} , действующее на ванту

$$P_{\epsilon 1} = q_{mp} \left(\frac{\ell_{прав}}{2} + \frac{\ell_{лев}}{2} \right), \quad (5.225)$$

где q_{mp} – расчетная нагрузка от действия собственного веса трубопровода; $\ell_{прав}$, $\ell_{лев}$ – пролеты трубопровода, примыкающие к точке подвески ванта справа и слева.

При $\ell_{прав} = \ell_{лев} = \ell$ имеем

$$P_{\epsilon 1} = q_{mp} \ell. \quad (5.226)$$

Продольное растягивающее усилие в ванте $N_{\epsilon 1}$ находится из выражения

$$N_{\epsilon 1} = P_{\epsilon 1} / \sin \alpha_1. \quad (5.227)$$

Геометрические размеры и усилия в остальных вантах определяются аналогично. Так, $\alpha_2 = \arctg h / 2\ell$; $\ell_{\epsilon 2} = h / \cos \alpha_2$ и т.д.

Угол наклона оттяжки к горизонту α_{om} определяется из условия его равенства углу наклона равнодействующей продольных усилий в вантах, сходящихся на одной опоре.

Равнодействующую N_p найдем, разложив растягивающие усилия в вантах на вертикальную $N_{\epsilon}^{верт}$ и горизонтальную $N_{\epsilon}^{гор}$ составляющие:

$$N_{\epsilon}^{верт} = P_{\epsilon}; \quad (5.228)$$

$$N_{\epsilon}^{гор} = \frac{P_{\epsilon}}{\operatorname{tg} \alpha}. \quad (5.229)$$

Тогда

$$N_{\epsilon} = \sqrt{(\sum N_{\epsilon}^{верт})^2 + (\sum N_{\epsilon}^{гор})^2}. \quad (5.230)$$

Угол наклона равнодействующей к горизонту

$$\alpha_p = \arctg \frac{\sum N_{\epsilon}^{верт}}{\sum N_{\epsilon}^{гор}}, \quad (5.231)$$

соответственно, угол наклона оттяжки

$$\alpha_{om} = \alpha_p. \quad (5.232)$$

Отсюда вытекает, что продольное растягивающее усилие в оттяжке

N_{om} равно результирующей в вантах N_p , т.е.

$$N_{om} = N_p . \quad (5.233)$$

Расстояние между пилоном и анкерной опорой

$$\ell_a = h_n / \operatorname{tg} \alpha_{om} , \quad (5.234)$$

длина оттяжки

$$\ell_a = \ell_n / \cos \alpha_{om} . \quad (5.235)$$

Вертикальное усилие, действующее в пилоне,

$$N_n = N_{om} \sin \alpha_{om} + N_p \sin \alpha_p = 2N_p \sin \alpha_p . \quad (5.236)$$

5.2.6. Расчет гибкого висячего перехода

При пересечении трубопроводом горных рек, ущелий, рек с сильно блуждающим руслом, реже – при пересечении дорог широко используются висячие системы.

Расчетная схема гибкого висячего перехода изображена на рис.5.34. Расчет перехода включает расчет несущего и ветрового канатов, подвесок и ветровых оттяжек, пилона и анкерных опор [24; 42; 66; 92].

5.2.6.1. Расчет несущего каната

Порядок расчета несущего каната следующий.

1. При известной длине пролета L задаемся стрелой провисания f . Обычно f несущих канатов назначают при пролетах до 100 м в пределах 1/8-1/10 пролета, при пролетах более 100 м – 1/10 -1/12 пролета. Под действием равномерно распределенной нагрузки по длине пролета перехода очертание канатов получается близким к параболическому:

- при разновысотных пилонах

$$y = \frac{\Delta h x}{L} + \frac{4fx}{L} - \frac{4fx^2}{L^2} , \quad (5.237)$$

где Δh – разница в высоте пилонов;

- при равновысотных пилонах

$$y = \frac{4fx(L-x)}{L^2} . \quad (5.238)$$

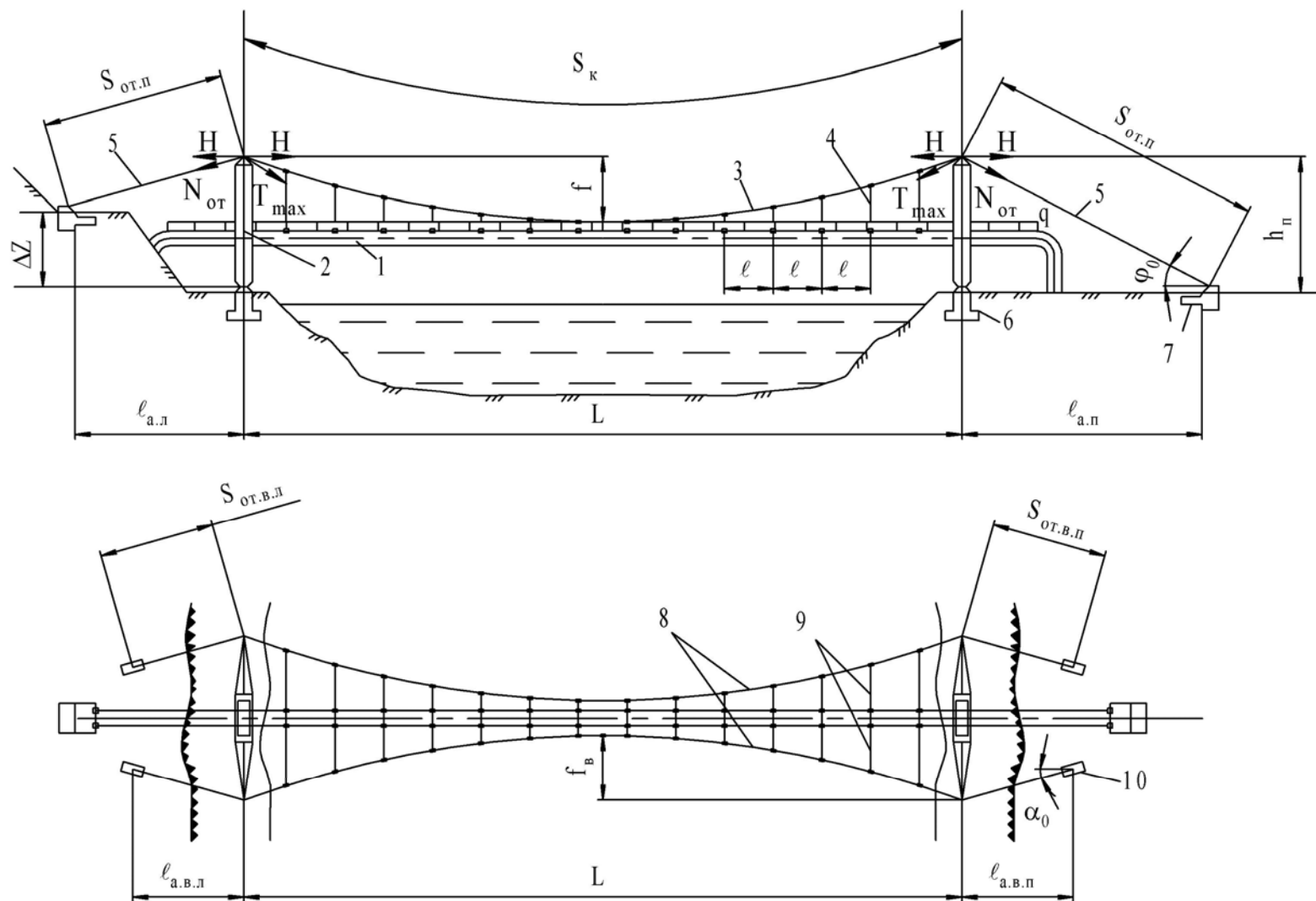


Рис.5.34. Расчетная схема гибкого висячего надземного перехода:

1 – трубопровод; 2 – пилон; 3 – несущие канаты; 4 – подвески; 5 – оттяжки; 6 – фундаменты под пилон; 7 – анкеры под оттяжки несущих канатов; 8 – ветровые канаты; 9 – ветровые растяжки; 10 – анкеры под оттяжки вантовых канатов; $S_{от.л}$, $S_{от.п}$ – длина левой и правой оттяжек; $S_{от.в.л}$, $S_{от.в.п}$ – длина левой и правой ветровых оттяжек; $l_{а.л}$, $l_{а.п}$ – расстояние от пилонов до левого и правого анкеров; $l_{а.в.л}$, $l_{а.в.п}$ – расстояние от консольных выносов до левых и правых анкеров под ветровые оттяжки

2. Длина каната между пилонами

$$S_{\kappa} = L \left[1 + \frac{8}{3} \left(\frac{f}{L} \right)^2 \right] . \quad (5.239)$$

3. Угол наклона тросовой оттяжки

$$\cos \varphi_o = \frac{L}{\sqrt{16f^2 + L^2}} . \quad (5.240)$$

4. Расстояние между пилоном и анкерной опорой, расположенной на одном уровне с основанием пилона,

$$\ell_{a.n} = \frac{h_n}{\operatorname{tg} \varphi_o} , \quad (5.241)$$

на различных уровнях

$$\ell_{a.n} = \frac{(h_n - \Delta z)}{\operatorname{tg} \varphi_o} , \quad (5.242)$$

где h_n - высота пилона; Δz - разность высотных отметок анкерной опоры и основания пилона.

Высота пилона включает три составляющих:

$$h_n = f + h_1 + h_2 , \quad (5.243)$$

где h_1 - расстояние между несущим тросом и настилом пешеходного мостика в середине пролета L , принимаемое конструктивно; h_2 - расстояние между настилом пешеходного мостика и основанием пилона, принимаемое конструктивно в зависимости от диаметра трубопровода, требуемого уровня его расположения.

5. Длина правой и левой тросовых оттяжек определяется по общей формуле:

$$S_{om} = \ell_a / \cos \varphi_o . \quad (5.244)$$

6. Полная длина каната:

- при симметричной схеме

$$S = S_{\kappa} + 2S_{om} ; \quad (5.245)$$

- при несимметричной схеме

$$S = S_k + S_{от.л} + S_{от.п} . \quad (5.246)$$

7. Длина подвески

$$\ell_{под} = f - y + h_1 , \quad (5.247)$$

где y – провисание каната в точке крепления подвески, определяемое по формулам (5.237) или (5.238).

8. Горизонтальная составляющая натяжения каната (распор)

$$H = qL^2/8f , \quad (5.248)$$

где q – расчетная нагрузка, включающая вес единицы длины трубопровода с продуктом $q_{тр} = q_m + q_{прод}$, несущего и ветрового канатов, пешеходного мостика, распределенную нагрузку от собственного веса подвесок, снеговую нагрузку $q_{сн}$ и нагрузку от обледенения $q_{лед}$.

Для предварительных расчетов нагрузку от веса подвесной системы (несущие и ветровые канаты, подвески) можно принять равной 0,15 – 0,25 от $q_{тр}$.

9. Максимальное растягивающее усилие в канате, имеющее место в точке крепления каната к пилону

$$T_{max} = \sqrt{R_A^2 + H^2} = \frac{qL}{2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{L}{4f}\right)^2} , \quad (5.249)$$

где R_A – опорная реакция, равная:

$$R_A = qL/2 . \quad (5.250)$$

10. Подбор несущего каната (канатов) осуществляется по ГОСТ из условия:

$$F_o > T_{max} z_p , \quad (5.251)$$

где F_o – минимальное (расчетное) разрывное усилие каната в целом, принимаемое по сертификату, прилагаемому к каждой партии, или по справочной табл. (приложение 3); z_p – минимальный коэффициент использования каната, принимаемый равным 4,0 (см. табл. 3.9).

11. Изменение геометрических параметров перехода во время эксплуатации.

Дополнительный прогиб, вызванный удлинением канатов от действующей нагрузки, ликвидируется после монтажа всей конструкции путем подтягивания талрепов оттяжек несущих канатов и подвесок. Однако в процессе эксплуатации трубопровода под влиянием изменения температуры, снеговой нагрузки и нагрузки от обледенения стрела провисания несущих канатов f будет изменяться. Соответственно будет изменяться и усилие T_{max} . При уменьшении стрелы провисания значение T_{max} будет возрастать, при увеличении – уменьшаться по сравнению с начальной, рассчитанной по формуле (5.249).

Наибольшим усилие в канате будет при минимальной стреле провисания (наиболее низкая температура воздуха) и максимальной вертикальной нагрузке (наличие снеговой $q_{сн}$ и ледовой $q_{лед}$ нагрузок). При этом:

а) укорочение каната в пролете между пилонами от понижения температуры ($\Delta t < 0$)

$$\Delta S_{kt} = \alpha_t \Delta t S_k ; \quad (5.252)$$

б) укорочение оттяжек от понижения температуры

$$\Delta S_{om.t} = \alpha_t \Delta t S_{om} ; \quad (5.253)$$

в) удаление опорных точек каната (вершин пилонов) от укорочения оттяжек

$$\Delta L_t = 2 \cdot \frac{\Delta S_{omt}}{\cos \varphi_o} ; \quad (5.254)$$

г) удлинение каната от действия $q_{сн} + q_{лед}$

$$\Delta S_{kq} = \frac{\sigma_{kq} S_k}{E_k} . \quad (5.255)$$

где σ_{kq} – напряжения в канате от действия суммы нагрузок $q_{сн} + q_{лед}$; E_k – модуль упругости каната.

Напряжения

$$\sigma_{кц} = \sigma_k \frac{q_{сн} + q_{лед}}{q} , \quad (5.256)$$

где σ_k – напряжения в канате от действия суммы нагрузок $q_{тр} = q_m + q_{прод} + q_{сн} + q_{лед}$,

$$\sigma_k = T_{max} / F_k , \quad (5.257)$$

где F_k – суммарная площадь поперечного сечения проволок каната.

Модуль упругости каната

$$E_k = \alpha E , \quad (5.258)$$

где α - коэффициент, зависящий от конструкции каната и принимаемый для канатов одинарной свивки 0,64; двойной свивки 0,4; тройной свивки 0,21; E – модуль упругости проволок каната $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;

д) удлинение оттяжек от действия $q_{сн} + q_{лед}$

$$\Delta S_{отq} = \sigma_{kq} S_{от} / E_k ; \quad (5.259)$$

е) сближения опорных точек каната от удлинения оттяжек во время действия нагрузок $q_{сн} + q_{лед}$

$$\Delta L_q = 2 \cdot \frac{\Delta S_{отq}}{\cos \varphi_o} ; \quad (5.260)$$

ж) суммарное изменение расстояния между опорными точками

$$\Delta L = \Delta L_q + \Delta L_t ; \quad (5.261)$$

з) суммарное изменение длины каната

$$\Delta S_k = \Delta S_{kq} + \Delta S_{kt} ; \quad (5.262)$$

и) увеличение стрелы провисания каната за счет его удлинения между пилонами и удлинения оттяжек

$$\Delta f_q = \frac{15 \Delta S_{kq}}{\frac{16f}{L} \left[5 - 24 \left(\frac{f}{L} \right)^2 \right]} + \frac{15 - 40 \left(\frac{f}{L} \right)^2 + 288 \left(\frac{f}{L} \right)^4}{\frac{16f}{L} \left[5 - 24 \left(\frac{f}{L} \right)^2 \right]} \cdot \Delta L_q ; \quad (5.263)$$

к) общее изменение стрелы провисания каната под действием нагрузок $q_{сн} + q_{лед}$ и отрицательного перепада

$$\Delta f = \frac{15 \Delta S_k + \left[15 - 40 \left(\frac{f + \Delta f_q}{L - \Delta L} \right)^2 + 288 \left(\frac{f + \Delta f_q}{L - \Delta L} \right)^4 \right] \cdot \Delta L}{16 \cdot \left(\frac{f + \Delta f_q}{L - \Delta L} \right) \cdot \left[5 - 24 \left(\frac{f + \Delta f_q}{L - \Delta L} \right)^2 \right]} ; \quad (5.264)$$

л) фактическая длина

$$L_{факт} = L - \Delta L ; \quad (5.265)$$

м) фактическая стрела провисания

$$f_{факт} = f + \Delta f . \quad (5.266)$$

12. Максимальное усилие в канате

$$T_{max} = \frac{qL_{факт}}{2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{L_{факт}}{4f_{факт}} \right)^2} . \quad (5.267)$$

В завершении расчета проверяется прочность несущего каната (канатов) по условию (5.251).

5.2.6.2. Расчет ветровых канатов

Стрела провисания ветрового каната $f_в$ (см.рис.5.34) принимается меньше, чем у несущего каната примерно в 2 раза. Длина каната между опорными точками (консольными выносами или др.)

$$S_{к.в} = L \left[1 + \frac{8}{3} \left(\frac{f_в}{L} \right)^2 \right] . \quad (5.268)$$

Длина оттяжки

$$S_{от.в} = \frac{\ell_{в.а}}{\cos \alpha_o} = \ell_{а.в} \cdot \frac{\sqrt{16f_в^2 + L^2}}{L} . \quad (5.269)$$

Полная длина ветрового каната

$$S_в = S_{к.в} + 2S_{от.в} . \quad (5.270)$$

Для сохранения расчетной формы ветровой канат в процессе монтажа предварительно натягивают усилием: составляющим 0,5 усилия, создаваемого ветром. Под действием ветровой нагрузки (см. п.2.1) с учетом предварительного натяжения растягивающее усилие в канате в середине пролета

$$H_{\epsilon} = \frac{1,5q_{\text{вем}}L^2}{8f_{\epsilon}} . \quad (5.271)$$

При одновременном воздействии ветра и температурного перепада

$$H_{\epsilon} = \frac{1,5q_{\text{вем}}L^2}{8f_{\epsilon}} - \alpha_t \Delta t E_k F_k . \quad (5.272)$$

Максимальное усилие в ветровом канате в опорных точках

$$T_{\epsilon, \max} = H_{\epsilon} \sqrt{1 + 16 \left(\frac{f_{\epsilon}}{L} \right)^2} , \quad (5.273)$$

где H_{ϵ} - усилие, определяемое по формуле (5.272) при отрицательном температурном перепаде. Подбор ветровых канатов осуществляется по условию (5.251).

5.2.6.3. Расчет пилонов

Пилон рассчитывается на продольную устойчивость при осевом сжатии по формуле [117]:

$$\frac{N_n}{\varphi A} \leq R_y \gamma_c , \quad (5.274)$$

где N_n – вертикальная осевая нагрузка на пилон; φ – коэффициент продольного изгиба центрально сжатых элементов, A – площадь поперечного сечения металла в конструкции пилона; R_y – расчетное сопротивление стали сжатию по пределу текучести; γ_c – коэффициент условий работы, равный 0,7. Вертикальное осевое усилие в пилоне N_n формируется за счет симметричного действия продольного усилия в оттяжке (см.рис.5.34) и максимального усилия в канате $T_{\max}$:

$$N_n = 2 T_{\max} \sin \varphi_0 . \quad (5.275)$$

Коэффициент продольного изгиба φ зависит от условной гибкости пилона $\bar{\lambda}$:

- при $0 < \bar{\lambda} \leq 2,5$

$$\varphi = 1 - \left(0,073 - 5,53 \frac{R_y}{E} \right) \cdot \bar{\lambda} \cdot \sqrt{\bar{\lambda}} . \quad (5.276)$$

- при $2,5 < \bar{\lambda} \leq 4,5$

$$\varphi = 1,47 - 13,0 \cdot \frac{R_y}{E} - \left(0,371 - 27,3 \frac{R_y}{E} \right) \bar{\lambda} + \left(0,0275 - 5,53 \frac{R_y}{E} \right) \bar{\lambda}^2 . \quad (5.277)$$

- при $\bar{\lambda} > 4,5$

$$\varphi = \frac{332}{\bar{\lambda}^2 (51 - \bar{\lambda})} . \quad (5.278)$$

Условная гибкость $\bar{\lambda}$ определяется по формуле:

$$\bar{\lambda} = \lambda \sqrt{\frac{R_y}{E}} , \quad (5.279)$$

где λ – гибкость пилона, равная:

$$\lambda = \mu h_n / i . \quad (5.280)$$

Здесь μ – коэффициент приведения длины, равный 0,7; h_n – высота пилона; i – радиус инерции поперечного сечения пилона, равный:

$$i = \sqrt{\frac{I}{A}} , \quad (5.281)$$

где I – момент инерции поперечного сечения пилона.

5.2.6.4. Расчет нагрузок на опоры под пилоны и анкерные опоры

Опоры под пилонами рассчитывают на нагрузки, передаваемые пилоном и элементами пролетного строения, опирающимися на опору, и на собственный вес части опоры, расположенной выше расчетного сечения, а также на горизонтальные нагрузки от давления потока воды в паводок, воздействий льда и ветра.

Ледовые нагрузки на опоры определяются согласно СНиП 2.06.04-82 [115].

Расчет опор заключается в проверке размеров, предварительно назначенных по конструктивным соображениям. Расчетные проверки опор необходимо выполнять на следующее сочетание нагрузок: 1) максимальная вертикальная нагрузка и максимальная горизонтальная нагрузка в плоскости,

перпендикулярной плоскости перехода; 2) максимальная вертикальная нагрузка и максимальная горизонтальная нагрузка в плоскости перехода.

На пилон действуют следующие вертикальные нагрузки: давление со стороны несущих канатов N_n , определяемое по формуле (5.275) и собственный вес пилон с опорными подушками несущих канатов $G_{пил}$.

Тогда вертикальная нагрузка на опору со стороны пилон:

$$N_{\sigma} = N_n + G_{пил} . \quad (5.282)$$

В плоскости пилон учитывается давление ветра на пилон и несущие канаты. На пилон действует ветровая нагрузка $N_{вет.пил}$, которая определяется по СНиП 2.01.07-85* [112]:

$$N_{\sigma.non} = q_{вет}(L/2 + \ell_o) + N_{вет.пил} ; \quad (5.283)$$

$$N_{\sigma.пр} = q_{вет}(L/2 + \ell_o) f_{пр} . \quad (5.284)$$

где $N_{\sigma.non}$ – горизонтальная составляющая нагрузки на опору действующая поперечно; $N_{\sigma.пр}$ – горизонтальная составляющая нагрузки на опору действующая продольно; ℓ_o – расстояние от фундамента под пилон до анкера под оттяжки канатов.

Вертикальная и горизонтальная составляющие в оттяжке определяются по следующим формулам:

$$N_{от.верт} = N_{от} \cdot \sin \varphi_{от} ; \quad (5.285)$$

$$N_{от.гор} = N_{от} \cdot \cos \varphi_{от} ; \quad (5.286)$$

$$N_{от} = T_{max} . \quad (5.287)$$

Если пилон жестко заделан в опоре, а несущие канаты свободно опираются на вершину пилон, то при изменении длины оттяжки от изменения температуры или от дополнительных нагрузок канат будет скользить по вершине пилон. При этом возникает сила трения, направленная горизонтально в плоскости перехода.

В случае если канат скользит по вершине пилон, величина силы трения определяется по формуле:

$$F_{пр} = f_{пр} \cdot N_n , \quad (5.288)$$

где $f_{пр}$ - коэффициент трения скольжения (при скольжении металла по металлу $f_{пр} = 0,15 - 0,50$).

Если на верху пилон установлен блок, тогда силу трения определяют по формуле:

$$F_{mp} = f_k \cdot N_n / r , \quad (5.289)$$

где r – радиус блока, мм; f_k – коэффициент трения качения между канатом и блоком ($f_k = 0,5$ мм).

На опору пилон действует изгибающий момент, определяемый по формуле:

$$M = F_{mp} \cdot h_n . \quad (5.290)$$

5.2.7. Расчет арочного перехода

Арочные переходы трубопроводов сооружаются при пересечении естественных и искусственных препятствий незначительной протяженности (до 100 м) в основном там, где требуется обеспечить определенный высотный габарит. Арочные переходы бывают однетрубными или многотрубными, в зависимости от восприятия нагрузок – трехшарнирными (при монтаже), двухшарнирными и бесшарнирными, причем последние наиболее полно отвечают действительным условиям работы арочного трубопровода. Учитывая, что в основном арка воспринимает различную равномерно распределенную нагрузку по длине (собственный вес, вес транспортируемого продукта, обледенение и т.д.), рациональной формой оси арки будет параболическая вида:

$$y = \frac{4fx(\ell - x)}{\ell^2} , \quad (5.291)$$

где f - стрела подъема арки; ℓ - пролет арки.

Длина дуги арки при параболическом (достаточно точно и при круговом) очертании

$$\ell_a = \ell \left[1 + \frac{8}{3} \left(\frac{f}{\ell} \right)^2 \right] . \quad (5.292)$$

В общем случае усилия в арках, отнесенные к оси, при расположении пят на одном уровне определяются как:

$$\begin{aligned} M_x &= M_o - Hy ; \\ N_x &= H \cos \alpha_n + Q_o \sin \alpha_n ; \\ Q_x &= Q_o \cos \alpha_n - H \sin \alpha_n , \end{aligned} \quad (5.293)$$

где M_x , N_x и Q_x - соответственно изгибающий момент, нормальная и поперечные силы в сечениях арки; M_o и Q_o - изгибающий момент и поперечная сила в обычной двухопорной балке того же пролета, что и арка; H – распор арки; y – ордината рассматриваемого сечения; α_n - угол наклона рассматриваемого сечения к горизонту.

В табл. 5.14 и 5.15 приведены данные, позволяющие рассчитывать на прочность двухшарнирные и бесшарнирные арки с параболической формой очертания оси при различном сочетании действующих нагрузок и воздействий. Кроме расчета на прочность, арки рассчитываются на устойчивость [92].

Условие продольной устойчивости:

- для двухшарнирной арки

$$N = \sqrt{V_A^2 + H_{max}^2} \leq N_{кр} = \frac{4\pi^2 EI}{\ell_a^2} ; \quad (5.294)$$

- для бесшарнирной арки

$$N = \sqrt{V_A^2 + H_{max}^2} \leq N_{кр} = \frac{8\pi^2 EI}{\ell_a^2} , \quad (5.295)$$

где V_A – вертикальная опорная реакция; H_{max} – максимальный горизонтальный распор.

Условие обеспечения поперечной устойчивости

$$q \leq q_{кр} = k_a \frac{EI}{\ell^3} , \quad (5.296)$$

где k_a – коэффициент, принимаемый в зависимости от отношения f/ℓ (табл.5.16).

Таблица 5.14

Двухшарнирная параболическая арка

$$y = \frac{4fx(\ell - x)}{\ell^2}$$

$$\cos \alpha_h = 1/\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \alpha_h}$$

$$k = \frac{1}{1 + v}$$

$$\operatorname{tg} \alpha_h = \frac{4f(\ell - 2x)}{\ell^2}$$

$$v = \frac{15I_c k}{8F_c f^2}$$

f/ℓ	1/3	1/4	1/5	1/6	1/7	1/8	1/9	1/10	1/15	1/20
k	0,696	0,785	0,843	0,881	0,911	0,931	0,942	0,952	0,971	0,989

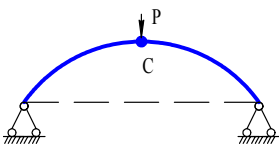
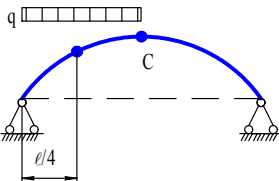
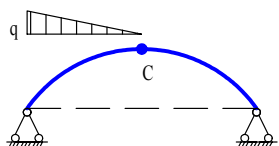
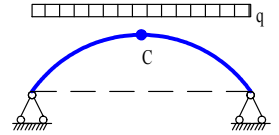
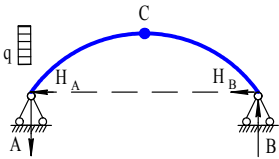
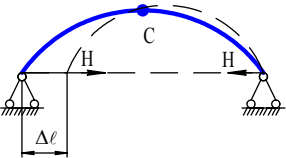
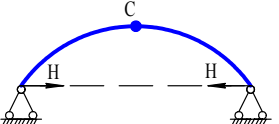
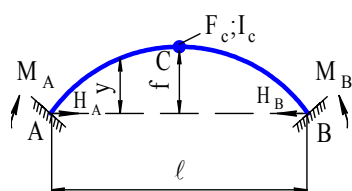
Схема нагрузки	Моменты и реакции
	$H_A = H_B = \frac{25}{128} Pk \frac{\ell}{f};$ $M_c = \left(0,25 - \frac{25}{128} k \right) P\ell$
	$H_A = H_B = \frac{q\ell^2}{16f} k;$ $A = \frac{3}{8} q\ell; B = \frac{1}{8} q\ell;$ $M_c = \frac{q\ell^2}{16} (1 - k); \text{ при } k = 1 \text{ } M_c = 0;$ $M_m = \left(\frac{1}{16} - \frac{3}{64} k \right) q\ell^2; \text{ при } k = 1 \text{ } M_m = \frac{q\ell^2}{64}$
	$H_A = H_B = 0,0228 \frac{q\ell^2}{f} k;$ $A = \frac{5}{24} q\ell; B = \frac{1}{24} q\ell$
	$H_A = H_B = \frac{q\ell^2}{f} k; M_c = \frac{q\ell^2}{8} (1 - k);$ при $k = 1 \text{ } M_c = 0$
	$H_A = -0,714 qf; H_B = 0,286 qf;$ $A = -\frac{qf^2}{2\ell}; B = -A; M_c = -0,0357 qf^2$
Горизонтальное смещение опоры 	$H = \frac{15}{8} \cdot \frac{EI_c \Delta \ell}{f^2 \ell} k; A = B = 0; M_c = -Hf$
Равномерный нагрев на $t^\circ \text{C}$ 	$H = \frac{15}{8} \cdot \frac{EI_c \alpha_t \cdot t}{f^2} k; A = B = 0; M_c = -Hf$

Таблица 5.15

Бесшарнирная параболическая арка

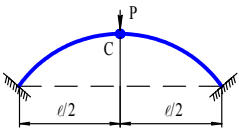
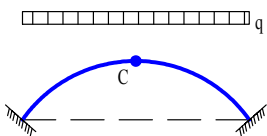
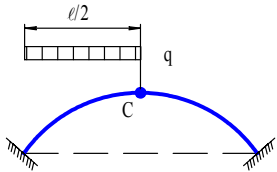
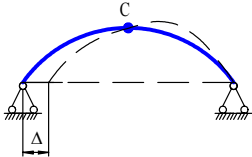
Положительные направления
моментов и реакций



$$\nu = \frac{45I_c}{4F_c f^2};$$

$$k = \frac{1}{1 + \nu}; \quad \text{если пренебречь влиянием обжатия, то}$$

$$\nu = 0; k = 1.$$

Схема нагрузки	Опорные реакции и распоры	Изгибающие моменты
	$A = B = \frac{P}{2};$ $H = \frac{15}{64} \frac{P\ell}{f} k$	$M_A = M_B = \frac{P\ell}{8} \left(\frac{5}{4} k - 1 \right);$ $M_c = \frac{P\ell}{8} \left(1 - \frac{5}{8} k \right); \text{ при } k = 1$ $M_A = M_B = \frac{P\ell}{32}; M_c = \frac{3}{64} P\ell$
	$A = B = \frac{q\ell}{2}; H = \frac{q\ell^2}{8f} k;$ $\text{при } k = 1 \quad H = \frac{q\ell^2}{8f}$	$M_A = M_B = \frac{q\ell^2}{12} (1 - k);$ $M_c = \frac{q\ell^2}{24} (1 - k); \text{ при } k = 1$ $M_A = M_B = M_c = 0$
	$A = \frac{13}{32} q\ell; B = \frac{3}{32} q\ell;$ $H = \frac{q\ell^2}{16f} k; \quad H = \frac{q\ell^2}{16f}$ $\text{при } k = 1$	$M_A = -\frac{q\ell^2}{192} (11 - 8k);$ $M_B = \frac{q\ell^2}{192} (8k - 5);$ $M_c = \frac{q\ell^2}{48} (1 - k); \text{ при } k = 1$ $M_A = -\frac{q\ell^2}{64}; M_B = \frac{q\ell^2}{64};$ $M_c = 0$
Горизонтальное смещение 	$A = B = 0;$ $H = \frac{45}{4} \frac{EI_c \Delta}{f^2 \ell}$	$M_A = M_B = \frac{15}{2} \frac{EI_c}{f \ell} \Delta;$ $M_c = -\frac{15}{4} \frac{EI_c}{f \ell} \Delta$

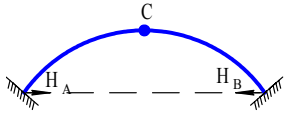
Равномерный нагрев на $t^{\circ}\text{C}$ 	$A = B = 0;$ $H = \frac{45}{4} \frac{EI_c \alpha_t \cdot t}{f^2} k$ α_t — коэффициент линейного расширения	$M_A = M_B = \frac{15}{2} \frac{EI_c \alpha_t \cdot t}{f} k;$ $M_c = -\frac{15}{4} \frac{EI_c \alpha_t \cdot t}{f} k$

Таблица 5.16

Значение коэффициента k_a

Арка	Отношение f/ℓ				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
Двухшарнирная	28,5	45,4	46,5	43,9	38,4
Бесшарнирная	60,7	101	115	111	97,4

5.3. Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

Одними из наиболее серьезных искусственных препятствий являются железные и автомобильные дороги [17; 33; 61; 74; 126]. Угол пересечения трубопровода с дорогами должен быть, как правило, 90° . Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается. Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов (рис. 5.35), должны предусматриваться в соответствии со СНиП 2.05.06-85* [114] в защитном футляре (кожухе). Концы футляра должны выводиться на расстояние:

- а) при прокладке трубопровода через железные дороги:
 - от осей крайних путей — 50 м, но не менее 5 м от подошвы откоса насыпи и 3 м от бровки откоса выемки;
 - от крайнего водоотводного сооружения земельного полотна (кювета, нагорной канавы) — 3 м;
- б) при прокладке трубопровода через автомобильные дороги от бровки земельного полотна — 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи;

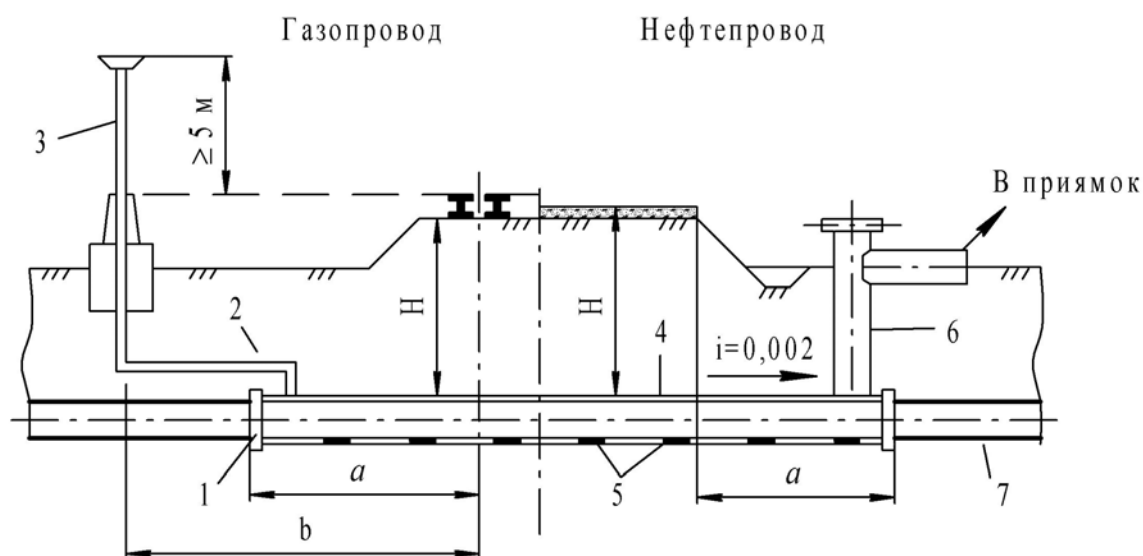


Рис.5.35. Схема перехода трубопровода под автомобильной и железной дорогами:

1 – сальниковое уплотнение; 2 – отводная труба; 3 – вытяжная свеча; 4 – защитный футляр;
 5 – опоры; 6 – отводной колодец; 7 – трубопровод; Н – глубина заложения футляра;
 а – граница защитного футляра; b – расстояние до установки свечи

Таблица 5.17

Параметры элементов перехода через дорогу

Наружный диаметр рабочего трубопровода, мм	Наружный диаметр защитного кожуха, мм	Толщина стенки защитного кожуха, мм			Диаметр труб отводного колодца, мм	Условный диаметр свечи, мм
		Открытый способ	Бестраншейный способ			
			Горизонтальное бурение	Продавливание, прокалывание		
1	2	3	4	5	6	7
108	325	8	8	9	325	50
159	325	8	8	9	325	50
219	377	9	9	10	325	50
273	426	9	9	11	325	80
325	530	9	10	12	377	80
426	630	10	10	12	377	100
530	720	10	10	12	426	150
630	820	10	10	12	426	150
720	920	10	10	12	426	150
820	1020	10	11	14	530	150
920	1220	10	11	14	530	200
1020	1220	10	11	14	530	200
1220	1420	11	12	14	530	200
1420	1720	16	16	16	530	200

в) при прокладке нефте- и продуктопроводов через автодороги категорий III, III-п, IV-п и IV-5 м от бровки земляного полотна.

Заглубление кожухов под железными дорогами должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей футляра, под автодорогами – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Диаметр защитного кожуха D_k определяется в зависимости от диаметра трубопровода [74] в миллиметрах:

$$D_k \approx \frac{D_n^2}{0,9 \cdot D_n - 85} \quad (5.297)$$

и во всех случаях должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

При выборе параметров перехода через дорогу можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в табл. 5.17.

5.3.1. Расчет защитного футляра (кожуха) на прочность

На футляр действуют внешние нагрузки – вертикальное и боковое давление грунта $q_{гр.в}$ и $q_{гр.б}$ и давление от подвижного транспорта q_n (рис.5.36,а).

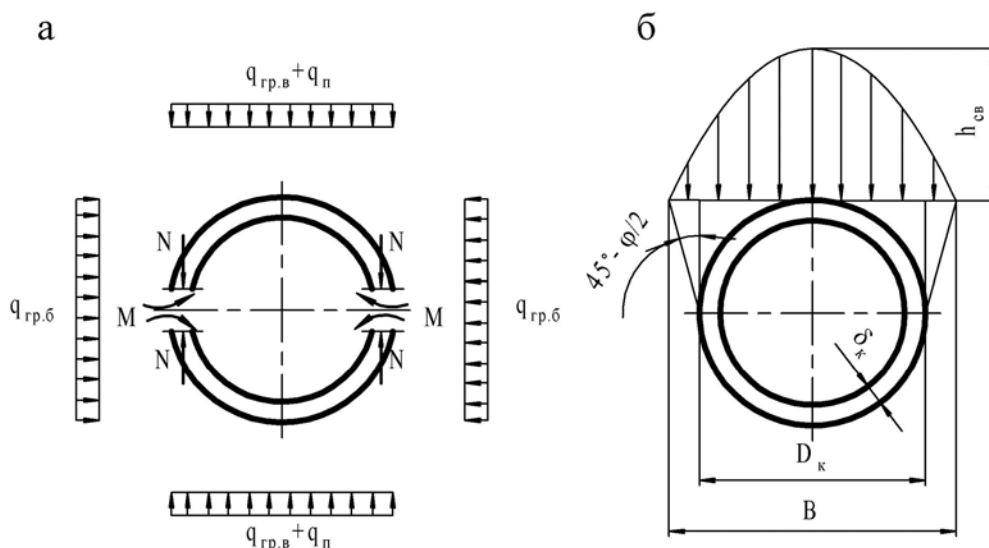


Рис.5.36. Схема к расчету футляра на прочность:
а – нагрузка, действующая на футляр; б – свод естественного обрушения

Расчетная вертикальная нагрузка от действия грунта

$$q_{гр.в} = n_{гр} \gamma_{гр.ср} H, \quad (5.298)$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, $n_{гр} = 1,2$;
 $\gamma_{гр.ср}$ – средний удельный вес грунта в естественном состоянии по высоте H .

При значительной глубине заложения футляра над ним образуется естественный свод обрушения (рис. 5.36,б), и тогда

$$q_{cp.в} = n_{cp} \gamma_{cp.ср} h_{св} , \quad (5.299)$$

где $h_{св}$ – высота свода обрушения, равная:

$$h_{св} = B/2f_{кр} . \quad (5.300)$$

Здесь B – ширина свода, равная:

$$B = D_{\kappa} \left[1 + \operatorname{tg} \left(45^{\circ} - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] , \quad (5.301)$$

$f_{кр}$ – коэффициент крепости породы, ориентировочные значения которого приведены в табл. 5.18.

Таблица 5.18

Ориентировочные значения физико-механических характеристик грунтов

Грунт	Удельный вес γ_{cp} , кН/м ³	Угол внутреннего трения φ_{cp} , градус	Коэффициент крепости $f_{кр}$
Сланец, известняк, мел, мерзлый грунт	24	65	2,0
Слежавшаяся галька, щебенистый грунт, твердая глина	18-20	60	1,5
Плотный глинистый грунт	18	60	1,0
Гравий, глинистый грунт, лесс	16	40	0,8
Слабый глинистый грунт, сырой песок, растительный грунт	15	30	0,6
Песок, мелкий гравий, насыпной грунт	17	27	0,5
Разжиженные грунты	15-18	9	0,3

Расчетная величина бокового давления грунта

$$q_{гр.б} = n_{гр} \gamma_{гр.ср} \left(H + \frac{D_K}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (5.302)$$

а в случае формирования свода обрушения

$$q_{гр.б} = n_{гр} \gamma_{гр.ср} \left(h_{св} + \frac{D_K}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (5.303)$$

Условие формирования свода обрушения записывается в виде:

$$h_{св} < H. \quad (5.304)$$

Давление от железнодорожного транспорта можно определить и используя график зависимости нормативного давления на футляр q_n^n от глубины заложения футляра H (рис.5.37). График рассчитан для двухпутной линии железной дороги [133]. Класс нагрузки K принят равным 140 Н. Расчетная вертикальная нагрузка получается путем умножения нормативной нагрузки на коэффициент надежности по нагрузке $k_n = 1,3$.

При использовании графика (см. рис. 5.37) для однопутных дорог необходимо значение q_n^n умножить на поправочный коэффициент 0,56, для трехпутных дорог – на поправочный коэффициент 1,33.

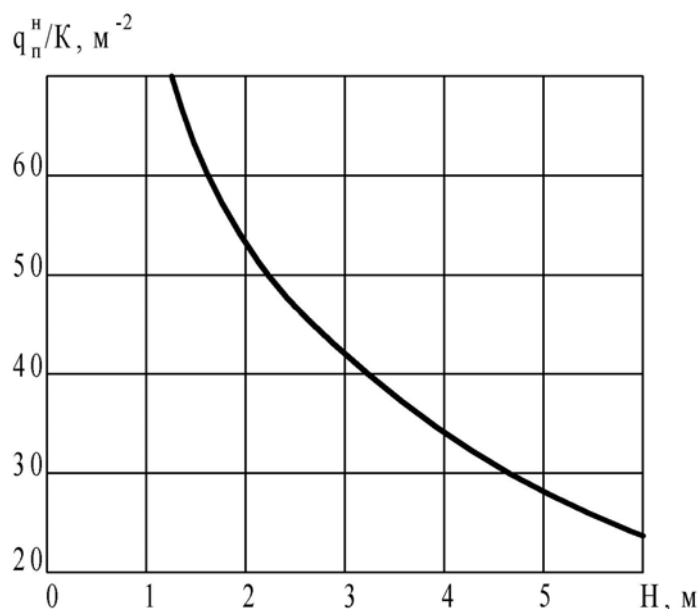


Рис.5.37. Зависимость давления q_n^n / K , создаваемого подвижным железнодорожным составом, от глубины заложения футляра

При расчете давления от автомобильного транспорта полотна дороги рассматривают как балку конечной жесткости на упругом основании. Нагрузка, передаваемая через каждую ось, представляется в виде сосредоточенной силы

P_i (рис. 5.38), отнесенной к единичной ширине полотна дороги $b = 1$ м. Реакция основания, приходящаяся на единицу ширины полотна дороги от действия P_i определяется по формуле:

$$\varphi_{i(x)} = \frac{P_i \alpha_{жс}}{2b} e^{-\alpha_{жс} x} (\cos \alpha_{жс} x - \sin \alpha_{жс} x) , \quad (5.305)$$

где $\alpha_{жс}$ – коэффициент жесткости полотна, равный:

$$\alpha_{жс} = \sqrt[4]{\frac{k_o b}{4D}} . \quad (5.306)$$

Таблица 5.19

Расчетные характеристики материалов покрытия автомобильных дорог

Вид материала	Модуль упругости, E_n , МПа	Коэффициент Пуассона μ_n
Цементобетон	10000-20000	0,15-0,20
Асфальтобетон	1000-1500	0,20-0,30
Щебень, обработанный битумом	700-900	0,25-0,30
Гравий, обработанный битумом	350-800	0,35-0,40
Щебень	300-450	0,15-0,20
Гравийный материал	150-200	0,08-0,10
Щебень и гравий, обработанные цементом	500-700	0,10-0,20
Грунты, обработанные цементом	200-450	0,20-0,30
Грунты, обработанные битумом	170-280	0,30-0,35
Пески	80-150	0,20-0,25
Супеси легкие	40-45	0,20-0,30
Пески пылеватые, супеси тяжелые	28-40	0,15-0,20
Легкие и тяжелые суглинки и глины	20-35	0,30-0,40
Супеси пылеватые и тяжелые, пылеватые суглинки легкие и тяжелые	15-30	0,15-0,25

Здесь k_o – коэффициент постели грунта при сжатии (см.табл.2.14); D_n – цилиндрическая жесткость полотна дороги, равная:

$$D_n = \frac{E_n I_n}{1 - \mu_n^2}, \quad (5.307)$$

где E_n - модуль упругости материала полотна дороги (табл.5.19); μ_n - коэффициент Пуассона материала полотна дороги (см.табл.5.19); I_n - момент инерции материала полотна дороги, определяется как:

$$I_n = \frac{b \cdot h_{нк}^3}{12}, \quad (5.308)$$

где $h_{нк}$ - толщина покрытия дороги (табл.5.20).

Комплекс $e^{-\alpha_{жс}x}(\cos \alpha_{жс}x - \sin \alpha_{жс}x)$ в формуле (5.304) может быть представлен параметром η , являющимся функцией произведения $\alpha_{жс}x$ (табл.5.21), тогда формула (5.305) принимает вид:

$$\varphi_{i(x)} = \frac{P_i \alpha_{жс}}{2b} \eta. \quad (5.309)$$

Таблица 5.20

Наименьшая толщина покрытия автомобильных дорог

Номер покрытия	Наименование покрытий	$h_{нк}$, см
1	2	3
Жесткие		
1	Цементобетон (монолитные и сборные))	12
Полужесткие и нежесткие		
а) Усовершенствованные капитальные покрытия		
Асфальтобетоны:		
2	однослойные	4
3	двухслойные	7
4	из прочностных щебеночных материалов в смеси с битумом	4
5	мостовые из брусчатки и мозаики на каменном или бетонном основании	9
б) Усовершенствованные облегченные покрытия		
6	из щебня и гравия, обработанных битумом	5

1	2	3
7	из холодного асфальтобетона	2
8	из грунта, обработанного битумом	4
в) Переходные покрытия		
9	щебеночные и гравийные на песке	15
10	то же, на прочном каменном или укрепленном вяжущем грунте	6
11	то же, на основании из щебня или гравийного материала	10
г) Низшие покрытия		
12	грунтовые, укрепленные различными местными материалами	-

Переменная x является текущей координатой с нулевой точкой в центре приложения силы P_i . В конкретном случае, рассчитав коэффициент $\alpha_{жx}$ из каждого значения произведения $\alpha_{жx}$ в первой колонке (см. табл. 5.21)

Таблица 5.21

Параметры для определения эпюры реакции основания

$\alpha_{жx}$	η	$\alpha_{жx}$	η
0,0	1,0000	1,3	0,3355
0,1	0,9907	1,4	0,2849
0,2	0,9651	1,5	0,2384
0,3	0,9267	1,6	0,1959
0,4	0,8784	1,7	0,1576
0,5	0,8231	1,8	0,1234
0,6	0,7628	1,9	0,0932
0,7	0,6997	2,0	0,0667
0,8	0,6354	2,1	0,0439
0,9	0,5712	2,2	0,0244
1,0	0,5083	2,3	0,0080
1,1	0,4476	2,355	0,0000
1,2	0,3899	-	-

можно определить x , которое соответствует своей величине η . Наименьшее значение x , при котором функция η обращается в ноль, определим из выражения:

$$\alpha_{\text{жс}} x = \frac{3}{4} \pi, \quad (5.310)$$

$$\text{откуда } x = a' = \frac{3\pi}{4\alpha_{\text{жс}}}. \quad (5.311)$$

Максимальным значение реакции $\varphi_{i(x)} = \varphi_{x \max}$, будет в точке $x=0$.

Построив отдельные эпюры реакции основания от каждой сосредоточенной силы P_i сложением их ординат получаем суммарную эпюру реакции основания и находим зону ее распространения $2a$ (см.рис. 5.38).

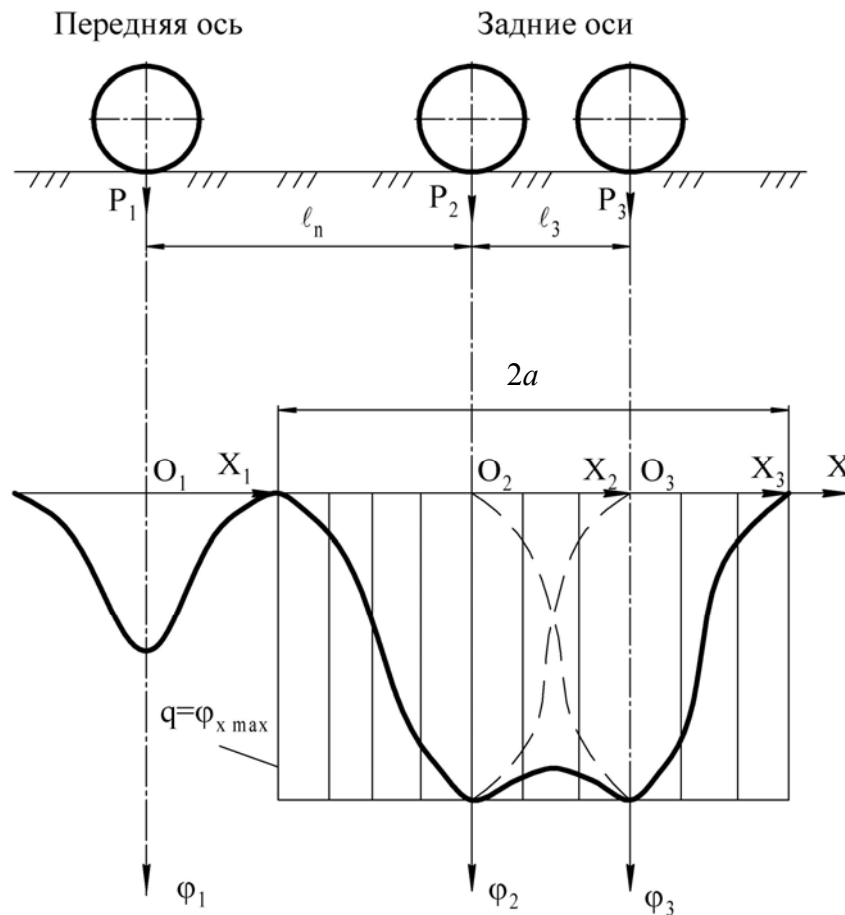


Рис.5.38. Эпюра реакции основания полотна дороги

Если принять, что нагрузка q , передаваемая на основание полотна дороги от действия транспорта, равномерно распределенная и $q = \varphi_{x \max}$, напряжения в грунте в любой точке с координатами x, z , действующие вертикально вниз, можно определить, используя формулу:

$$\sigma_z = \frac{q}{\pi} \left(\arctg \frac{a-x}{z} + \arctg \frac{a+x}{z} \right) - \frac{2aqz(x^2 - z^2 - a^2)}{\pi[(x^2 + z^2 - a^2) + 4a^2 z^2]}. \quad (5.312)$$

Для ординаты z , равной глубине заложения футляра до верхней образующей H , напряжения σ_z будут максимальными σ_{zmax} при $x=0$. Расчетное давление от подвижного транспорта q_n на футляр определяется как:

$$q_n = n_n \cdot \sigma_{zmax} , \quad (5.313)$$

где n_n - коэффициент надежности по нагрузке от подвижного транспорта, принимаемый равным 1,4 для вариантов нагрузки от колонны автомобилей и равным 1,1 для нагрузок от одиночных машин.

Нагрузка на оси автомобилей, прицепов и гусеничных тягачей в зависимости от класса, а также их другие технические характеристики приведены в табл. 5.22 и 5.23.

Таблица 5.22

**Основные показатели автомобилей, учитываемые в нормативных
нагрузка Н-30 и Н-10**

Показатель	Н-30	Н-10	
		утяжеленного	нормального
Масса нагруженного автомобиля, т	30	13	10
Нагрузка на ось, кН			
заднюю	2×120	95	70
переднюю	60	35	30
Ширина ската, м			
заднего	0,8	0,4	0,3
переднего	0,3	0,2	0,15
Длина соприкосновения ската с покрытием проезжей части (по направлению движения), м	0,2	0,2	0,2
База автомобиля, м	6+1,6	4,0	4,0
Ширина кузова, м	2,9	2,7	2,7
Ширина колеи, м	1,9	1,7	1,7

Значения σ_{zmax} можно также найти без расчета по формуле (5.312), если воспользоваться данными табл. 5.24.

При заданном значении (вертикальная координата точки на верхней образующей футляра) и найденном значении q (половина зоны

распространения эпюры реакции основания дороги) определяем отношение b/a и по табл. 5.23 отыскиваем соответствующее значение σ_{zmax} / q . Зная величину $q = \varphi_{xmax}$, находим σ_{zmax} .

Толщина стенки кожуха (футляра) δ_k (см.рис. 5.36) определяется из условия прочности по формуле:

$$\delta_k = -\frac{N}{2R_2} + \sqrt{\left(\frac{N}{2R_2}\right)^2 + \frac{6M}{R_2}}, \quad (5.314)$$

где N – расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенное к единице длины футляра,

$$N = -r_k(q_{zp.в} + q_n) ; \quad (5.315)$$

M – расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра, отнесенный к единице его длины,

$$M = c \cdot r_k^2 \cdot (q_{zp.в} + q_n - q_{zp.б}) . \quad (5.316)$$

Здесь r_k – радиус кожуха (футляра), $r_k=0,5D_k$; c – коэффициент, учитывающий всестороннее сжатие футляра, $c=0,25$; R_2 – расчетное сопротивление материала футляра по пределу текучести.

Таблица 5.23

Основные показатели колесных прицепов класса НК-80 гусеничных тягачей класса НГ-60

Показатель	НК-80	НГ-60
Масса машины, т	80	60
Нагрузка на ось, кН	200	-
Нагрузка на 1 м гусеницы, кН	-	60
Ширина обода или гусеницы, м	0,8	0,7
Длина соприкасания ската с проезжей частью вдоль движения, м	0,2	-
Длина опирания гусеницы, м	-	5
Расстояние между осями скатов вдоль движения, м	1,2	-
Расстояние между осями гусениц или скатов поперек движения, м	2,7	2,6

Безразмерные напряжения σ_{zmax}/q от распределенной нагрузки $q = \varphi_{xmax}$ при $x=0$

Значения z/a	Значения σ_{zmax}/q	Значения z/a	Значения σ_{zmax}/q	Значения z/a	Значения σ_{zmax}/q
0,0	1,0000	0,5	0,960	3,0	0,397
0,1	1,0000	1,0	0,822	4,0	0,306
0,2	0,998	1,5	0,670	5,0	0,242
0,3	0,993	2,0	0,540	-	-

5.3.2. Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходах через автомобильные дороги

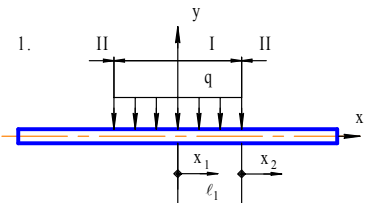
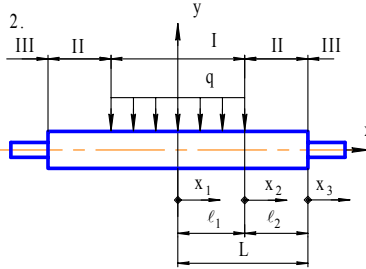
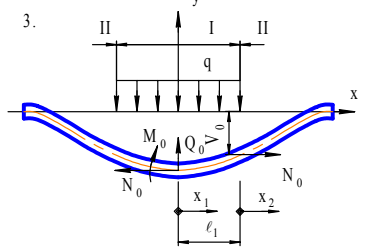
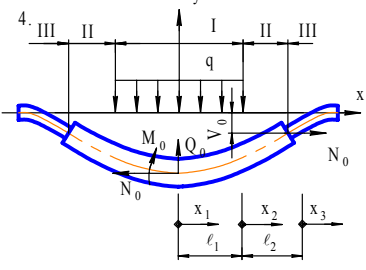
Надежность трубопроводных систем в значительной степени определяется уровнем действующих в них напряжений и деформаций. Напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопроводов формируется рядом факторов, среди которых следует отметить технологические, природные, коррозию, местные дефекты трубопровода, неучтенные на стадии проектирования нагрузки и воздействия.

Рассмотрим, какие возникают дополнительные напряжения и деформации в трубопроводе по последней причине. Например, при пересечении строящейся автодороги с существующим трубопроводом на него действует неучтенная при проектировании нагрузка q от давления насыпи, плотна и подвижного состава, вследствие чего возникают дополнительные напряжения от изгиба. Кроме того, из-за неравномерности осадки грунта может произойти оседание насыпи дороги на участке перехода, что ведет к дальнейшему повышению дополнительной нагрузки на трубопровод при восстановлении полотна дороги и, как следствие, к увеличению изгибающих напряжений и стрелы прогиба трубопровода на этом участке.

Учитывающие такие воздействия расчетные схемы переходов трубопроводов под дорогами представлены в табл.5.25. Там же указана область применения данных расчетных схем и приведены формулы для определения максимальных значений изгибающего момента M_{max} и прогиба V_{max} . Принято, что прилегающие участки трубопровода работают в поперечном направлении, как балки на упругом основании, в продольном – в области упругой связи трубы с грунтом. Участки 1 для схем 3 и 4 работают на продольно-поперечный изгиб. Коэффициенты k , k_1 , α , β определяются по формулам:

$$k = \sqrt[4]{\frac{k_{01}D_n}{4EI}} ; \quad (5.317)$$

Расчетные схемы переходов трубопроводов под автодорогами

Расчетная схема	Область использования схемы	Величины, определяющие прочность и жесткость перехода
1. 	Переходы строящихся и существующих трубопроводов под некатегорийными автодорогами, малопросадочные грунты	$M_{max} = \frac{q}{2k^2} \sin k\ell_1 \cdot e^{-k\ell_1} \quad (5.321)$ $V_{max} = \frac{q}{4k^4 EI} (e^{-k\ell_1} \cos k\ell_1 - 1) \quad (5.322)$
2. 	Переходы строящихся трубопроводов под автодорогами I – V категорий, малопросадочные грунты	$M_{max} = 2EI_1 k_1^2 (D - B) \quad (5.323)$ $V_{max} = A + C - \frac{q}{4k_1^4 EI_1} \quad (5.324)$
3. 	Переходы строящихся и существующих трубопроводов под некатегорийными автодорогами, просадочные грунты	$M_{max} = \frac{qEI}{N_o} + 2CN_o \quad (5.325)$ $V_{max} = V_o + \frac{qEI}{N_o^2} - \frac{M_o}{N_o} + 2C, \quad (5.326)$ где $M_o = \frac{q}{\alpha^2} + \frac{q\ell_1^2}{2} + 2CN_o \operatorname{ch} \alpha \ell_1 \quad (5.327)$
4. 	Переходы строящихся и существующих трубопроводов под автодорогами I-V категории, просадочные грунты	$M_{max} \text{ по (5.325)}$ $V_{max} \text{ по (5.326)}$

$$k_1 = \sqrt[4]{\frac{k_{01} D_{\kappa}}{4EI_1}}; \quad (5.318)$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{N_0}{EI}} ; \quad (5.319)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EA}} , \quad (5.320)$$

где k_{o1} - коэффициент постели грунта; D_n - наружный диаметр трубопровода; E - модуль продольной упругости; I - осевой момент инерции трубы; D_k - наружный диаметр защитного кожуха (футляра); $I_1 = I + I_k$; I_k - осевой момент инерции защитного кожуха (футляра); N_o - продольное усилие; k_u - коэффициент постели грунта при сдвиге; A - площадь поперечного сечения трубы.

Постоянные A , B , C , D находятся из условий неразрывности и совместности деформаций трубопровода на границах смежных участков.

Входящие в формулы (5.325) – (5.327) неизвестное продольное усилие N_o определяется из условия, что продольное перемещение конца первого участка, вызванное действием продольно-поперечного изгиба, равно продольному перемещению граничного сечения прилегающего к переходу участка, вызванному действием продольного усилия:

$$\frac{N_o}{EI} \int_{\ell_1} V^2 dx_1 = \frac{N_o}{EA\beta} , \quad (5.328)$$

где V – общее решение дифференциального уравнения изгиба трубы

$$EI \frac{d^2 V}{dx_1^2} = M_o + Q_o x_1 - \frac{q x_1^2}{2} + N_o (V - V_o) ; \quad (5.329)$$

M_o , Q_o – постоянные, имеющие смысл изгибающего момента и поперечной силы в начале координат участка I; V_o – прогиб трубы в конце первого участка.

5.3.3. Выбор оборудования при строительстве трубопроводных переходов через дороги

В зависимости от интенсивности движения, категорийности дорог, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий укладку трубопроводов осуществляют следующими способами:

открытым, при котором трубопровод укладывают в траншею, устроенную в насыпи дороги, с перекрытием движения транспорта и устройством объезда для движения транспорта;

Рекомендуемые способы бестраншейной прокладки трубопроводов

Способ	Трубопровод		Наилучшие грунтовые условия применения	Скорость проходки, м/ч	Необходи мое усилие вдавлива ния, кН	Ограничения к применению способа
	диаметр, мм	длина, м				
Прокол: механический с помощью домкратов	50-500	80	Песчаные и глинистые без твердых включений	306	148-2450	В скальных и кремнистых грунтах не применяется
гидропроколом	100-200 400-500	30-40 20	Песчаные и супесчаные	1,6-14	250-1600	Способ возможен при наличии источников воды и мест для сброса пульпы
вибропроколом	500	60	Несвязные песчаные, супесчаные и пливуны	3,5-8	5-7,5	В твердых и скальных грунтах не применяются
грунто прокалывателями	89-108	50-60	Глинистые	2,5-2	-	То же
пневно пробойниками	300-400	40-50	Мягкие грунты до III группы	30-40 (без расшири телей)	0,75-25	В грунтах с повышенным водонасыщени ем и с малым сцеплением не применяется
Продавливание	400- 2000	70-80	В грунтах I-III групп	0,2-1,5	4500	В пливунных грунтах способ не применим. В твердых породах может быть применим лишь для продавливания труб максимального диаметра
Горизонтальное бурение	325- 1720	40-70	В песчаных и глинистых грунтах	1,5-19	-	При наличии грунтовых вод способ не применяется

закрытым, без перекрытия движения транспорта; при этом для укладки футляра (кожух) через дороги применяют методы бестраншейной проходки.

Открытый способ используется там, где имеется возможность временно прекратить движения транспорта или устроить временные объезды, т.е. на дорогах с низкой интенсивностью движения, III-V категорий [126].

Открытый (траншейный) способ строительства переходов под автомобильными дорогами включает следующие способы организации работ:

- без нарушения интенсивности движения транспорта (с устройством объезда или переезда);
- с перекрытием движения транспорта в два этапа на одной половине ширины дороги, затем на другой;
- с краткосрочным перекрытием движения транспорта по дороге (без устройства объезда или переезда).

При пересечении дорог в сложных географических и гидрологических условиях может быть применено строительство тоннелей открытым способом. Например, такой переход был сооружен на нефтепроводе КТК при пересечении автодороги Краснодар – Новороссийск.

Закрытый способ (бестраншейная проходка) применяется без ограничений, т.е. независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопровода.

При закрытом способе прокладки кожухов (футляры) применяют три основных метода проходки: прокол, горизонтальное бурение и продавливание. На сложных участках могут применяться следующие методы: наклонно-направленное бурение, микротоннелирование, тоннельная проходка.

Выбор бестраншейного способа прокладки труб зависит от диаметра и длины трубопровода, физико-механических свойств и гидрогеологических условий разрабатываемых грунтов. Выбор способа также зависит от наличия в строительных организациях соответствующих трубопрокалывающих, продавливающих и бурильных агрегатов, установок и оборудования. Для облегчения выбора можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в табл. 5.26.

В табл. 5.27 приведены некоторые экономические показатели на 1 м прокладки защитного футляра различными методами.

Таблица 5.27

Экономические показатели на 1 м прокладки защитного футляра

Условный диаметр футляра, мм	Способ прокладки								
	Открытый		Горизонтальное бурение			Продавливание по длине проходки			
	затраты труда, чел.-дн.	потребность в технике, м-см	чел.-дн.	м-см		до 10 м		более 30 м	
				УГБ	прочие	чел.-дн.	м-см	чел.-дн.	м-см
800	0,189	0,078	0,416	0,118	0,164	1,57	0,28	1,91	0,31
1000	0,206	0,092	0,560	0,159	0,219	1,9	0,34	2,40	0,46
1200	0,231	0,112	0,680	0,191	0,270	2,07	0,35	2,66	0,48
1400	0,231	0,112	0,710	0,210	0,270	2,39	0,39	3,04	0,58

5.3.3.1 Прокладка труб способом прокола

При бестраншейном сооружении трубопроводов методом прокола применяются различные по форме наконечники. Наиболее распространены наконечники в виде прямого кругового конуса. При использовании наконечников такого типа наблюдается минимальное сопротивление грунта проколу. От угла заострения наконечника существенно зависит усилие прокола.

Для определения лобового сопротивления и оптимального угла заострения рассмотрим наконечник в виде прямого кругового конуса радиусом R и углом заострения α (рис.5.39), перемещающийся в однородном грунте с постоянной скоростью под действием силы P (лобовое усилие прокола).

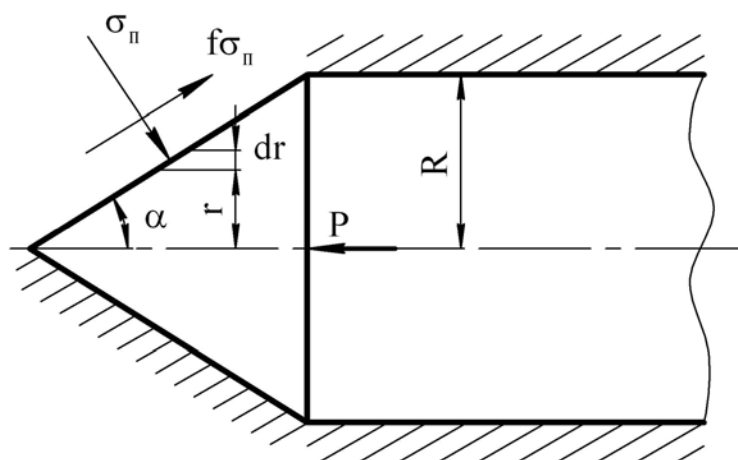


Рис.5.39. Расчетная схема для определения лобового сопротивления и оптимального угла заострения наконечника

Лобовое усилие при проколе можно определить по выражению:

$$P = \pi R^2 \sigma_r \frac{\operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}{\sin \alpha}, \quad (5.330)$$

где σ_r – напряжения, при которых обеспечивается течение грунта в радиальном направлении, для практических расчетов принимаемые равными напряжениями при полном уплотнении грунта, для глин $\sigma_r = 1500 - 2000$ кН/м²; φ - угол внутреннего трения грунта, $\operatorname{tg} \varphi = f$; f – коэффициент трения грунта о наконечник. Исследуя выражение (5.330) на экстремум получаем зависимость для определения оптимального угла заострения конического наконечника

$$2\operatorname{tg} \alpha = \sin 2(\alpha + \varphi). \quad (5.331)$$

На рис. 5.40 показана зависимость α_{opt} от f , построенная по выражению (5.331). Видно, что для рекомендуемых значений коэффициента трения $f = 0,25 - 0,4$ в глинистых и $f = 0,4 - 0,55$ в песчаных грунтах $2\alpha_{opt} = 45^\circ - 50^\circ$, что соответствует практическим результатам прокола.

Приблизительные значения усилий при проколе можно определить по графику на рис. 5.41.

Усилия, требующиеся для прокола труб, колеблются в пределах от 150 до 2000 кН. Определив нажимное усилие, принимают необходимое число гидродомкратов для силовой установки, а также выбирают тип упорной стенки в котловане.

Для прокола труб чаще всего применяют нажимные насосно-домкратные установки, состоящие из одного или двух спаренных гидравлических домкратов типа ГД-170 с усилием до 170 тс каждый, смонтированных на общей раме. Штоки домкратов обладают большим свободным ходом (до 1,15-1,3 м). Раму с домкратами устанавливают на дне рабочего котлована, из которого ведут прокол. Рядом с котлованом на поверхности размещают гидравлический насос высокого давления – до 30 МПа.

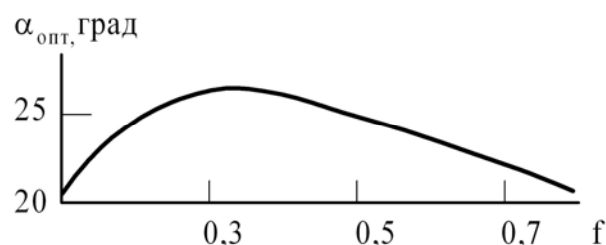


Рис.5.40. Зависимость оптимального угла заострения наконечника от коэффициента трения его о грунт

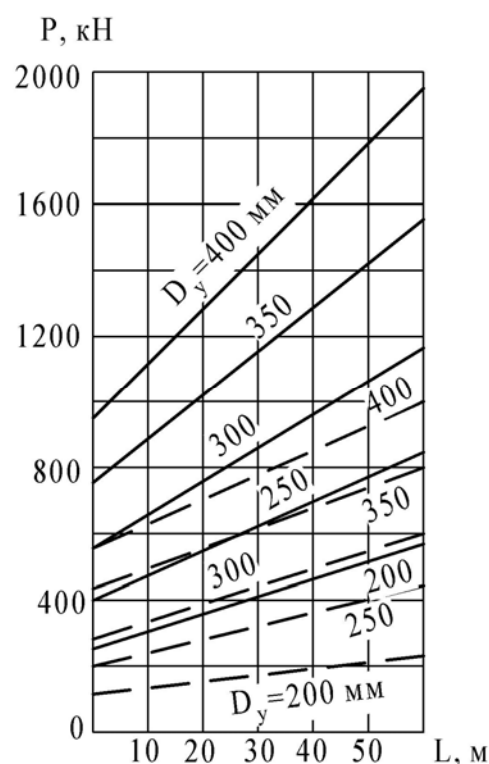


Рис.5.41. График для определения необходимого усилия для прокола труб разных условных диаметров D_y на длину L , м, в песчаных (—) и глинистых (- - -) грунтах

5.3.3.2. Прокладка труб способом продавливания

Бестраншейная прокладка труб продавливанием отличается тем, что прокладываемую трубу открытым концом, снабженным ножом, вдавливают в массив грунта, а грунт, поступающий в трубу в виде плотного керна (пробки), разрабатывают и удаляют из забоя. При продвижении трубы

преодолевают усилия трения грунта по наружному ее контуру и врезания ножевой части в грунт.

Для продавливания труб применяют нажимные насосно-домкратные установки из двух, четырех, восьми и более гидродомкратов усилием по 500-3000 кН каждый с ходом штока 1,1-2,1 м, работающие от насосов высокого давления. Количество домкратов в установке зависит от необходимого нажимного усилия P , кН, равного:

$$P = q_c \ell + [2(1 + \xi_o) p_1 + q_k] L \operatorname{tg} \varphi , \quad (5.332)$$

где q_c - удельное сопротивление вдавливанию ножа в грунт, равное для глинистых грунтов (50–70) кН, для песчаных грунтов (70–100) кН, для прочных грунтов (200–600) кН на 1 м длины режущей кромки ножа; ℓ – периметр ножа, м; ξ_o – коэффициент бокового давления грунта, равный для песка 0,35–0,41, для суглинка 0,5–0,7, для глины 0,7–0,74; q_k – вес 1 м длины кожуха (футляра); L – длина бестраншейной проходки; $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент трения кожуха о грунт, равный для глин 0,4–0,5, для песков 0,6–0,65; p_1 – вертикальное горное давление на 1 м длины кожуха, равное:

$$p_1 = \frac{\gamma_{gp} \cdot D_k^2}{3 f_{kp}} , \quad (5.333)$$

где γ_{gp} – удельный вес грунта, кН/м³; D_k – диаметр кожуха, м; f_{kp} – коэффициент крепости грунта, определяемый по данным проф. М.М. Протоdjяконова (см. табл. 5.18).

Приближенное необходимое усилие для продавливания трубы

$$P = \tau \pi D_k L , \quad (5.334)$$

где τ – сила сопротивления грунта по поверхности кожуха, равная 20-25 кН на 1 м² поверхности трубы, м.

Способом продавливания ведут прокладку не только стальных труб, но и железобетонных коллекторов и тоннелей из элементов различной замкнутой по периметру формы.

5.3.3.3. Прокладка труб способом горизонтального бурения

Горизонтальное бурение используется для трубопроводов средних и больших диаметров в грунтах I–IV категорий. Проходка скважин ведется установками горизонтального бурения (табл. 5.28), предусматривающими опережающую разработку грунта в забое с устройством

скважин в грунте большего диаметра, чем прокладываемая труба. Этот метод не рекомендуется применять на слабых (водонасыщенных и сыпучих) грунтах во избежание просадки дорожного полотна.

Эффективность применения шнековых установок горизонтального бурения зависит от правильного выбора конструктивных и рабочих параметров установок.

Конструктивные параметры установок: диаметр режущей головки, шаг и длина шнека; угол подъема наружной образующей винтовой линии шнека и др. выбираются, исходя из конструкции перехода, диаметра прокладываемого трубопровода и глубины его заложения под дорогами.

Таблица 5.28

Техническая характеристика установок горизонтального бурения

Показатели	УГБ-4	УГБ-5	УГБ-2	ГБ-1421
Диаметр прокладываемого кожуха, мм	325, 426 530, 630	630, 720 920, 1020	1220	1220, 1420
Длина прокладки, м	до 60	40–50	до 40	до 50
Мощность двигателя, кВт	29	40,5–44	40,5–44	51,5
Скорость бурения, м/ч	1,8–1,9	1,8–18	1,8–18,5	1,5–12,7
Максимальное усилие подачи кожуха, кН	748,8	748,8	748,8	748,8

Рабочими параметрами считаются: частота вращения шнека и режущей головки; скорость бурения, подача и толщина стружки; коэффициенты разрыхления грунта, заполнение сечения и объема шнека; производительность шнекового транспортера, мощность и энергоемкость резания и транспортирования грунта, усилия для подачи режущей головки и проталкивания кожуха.

Требуемая мощность установки горизонтального бурения в кВт определится как:

$$N_y = N_b + N_{ш} + N_{пр} , \quad (5.335)$$

где $N_{ш}$ – мощность, затрачиваемая на перемещение грунта шнеком; $N_{пр}$ – мощность, затрачиваемая на продавливание кожуха; N_b – мощность, затрачиваемая на бурение скважины, равная:

$$N_{\bar{o}} = P_{cp} \cdot R_{ш} \cdot \frac{\pi \cdot n}{30} , \quad (5.336)$$

где $R_{ш}$ – средний радиус шнека, м ; n – частота вращения шнека, об/мин; P_{cp} – среднее усилие, необходимое для разрушения грунта режущей головкой, Н, равное:

$$P_{cp} = k \cdot h_c \cdot R_c \cdot m_p , \quad (5.337)$$

где k – коэффициент удельного сопротивления грунта разработки при бурении режущими головками фрезерного типа (определяется по графику (рис. 5.42 в зависимости от h_c и $v_{\bar{o}}$); h_c – толщина стружки срезаемого грунта, м; R_c – радиус скважины, м; m_p – число режущих граней на головке, обычно $m_p = 2-3$; $v_{\bar{o}}$ – скорость бурения, м/мин, определяемая по формуле:

$$v_{\bar{o}} = \frac{n \cdot S \cdot \psi_v}{k_p} \cdot \left(\frac{D_{ш}}{D_c} \right)^2 , \quad (5.338)$$

где S – шаг шнека, м (табл. 5.24); k_p – коэффициент разрыхления транспортируемого грунта (табл. 5.30); $D_{ш}$, D_c – диаметр шнека и скважины соответственно, м (табл. 5.31); ψ_v – коэффициент объемного наполнения шнека, зависящий от высоты заполнения шнека и угла естественного откоса насыпных грунтов при движении по цилиндрическим кожухам. Коэффициент ψ_v находится по графику (рис. 5.43) в зависимости от h (в долях от $R_{ш}$), где $R_{ш}$ – наружный радиус шнека.

Максимальное значение высоты h можно определить, исходя из геометрических размеров транспортируемого грунтового потока, размещенной в пределах шага шнека:

$$h_{max} = L_T \cdot \operatorname{tg} \varphi_T , \quad (5.339)$$

где L_T – длина транспортируемого грунтового потока в пределах шага шнека, м. Для расчета можно взять $L_T = S$; φ_T – угол естественного откоса разрыхленного грунта в движении, $\varphi_T = (0,85-1,0) \varphi$,

где φ – угол естественного откоса грунта в покое, табл. 2.12.

Минимальная частота вращения шнека и режущей головки определяется по эмпирической формуле [74]:

$$n_{min} = \frac{k_{zp}}{\sqrt{D_{ш}}} , \quad (5.340)$$

где k_{zp} – коэффициент, характеризующий физико-механические свойства грунтов.

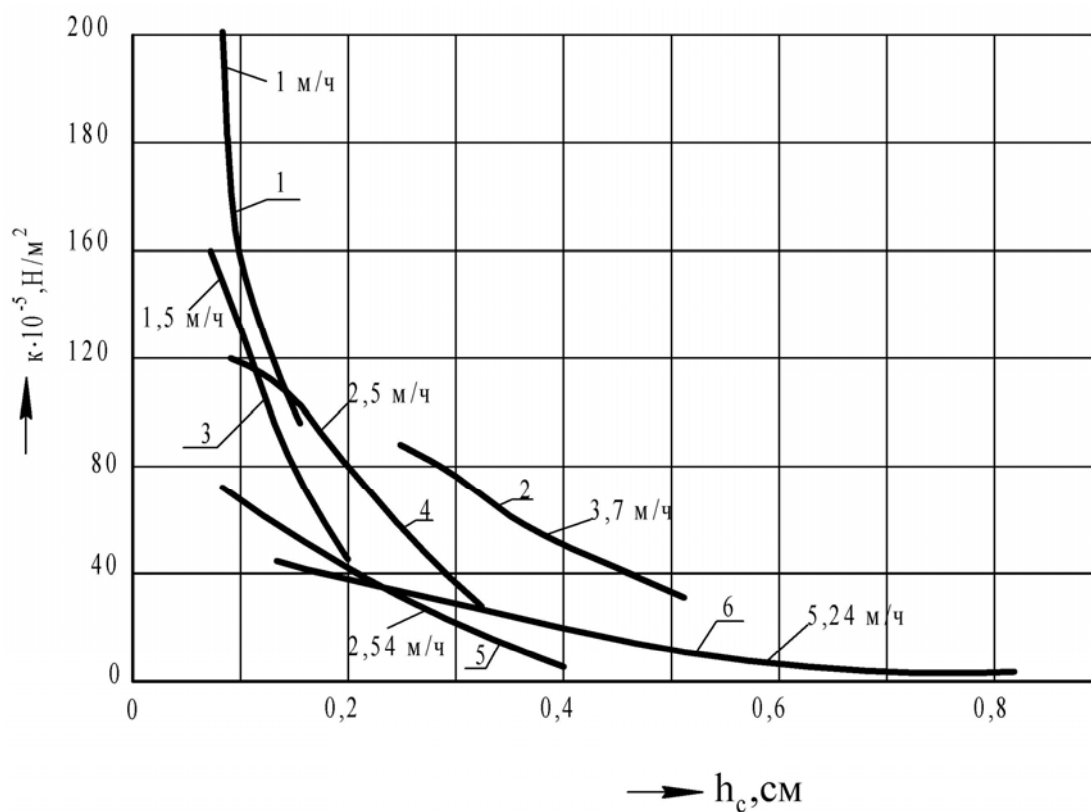


Рис.5.42. Зависимость коэффициента удельного сопротивления грунта резанию “к” от толщины стружки h_c и скорости бурения v_d :
1-2 – слабый известняк; 3-4 – суглинок влажный; 5-6 – супесь

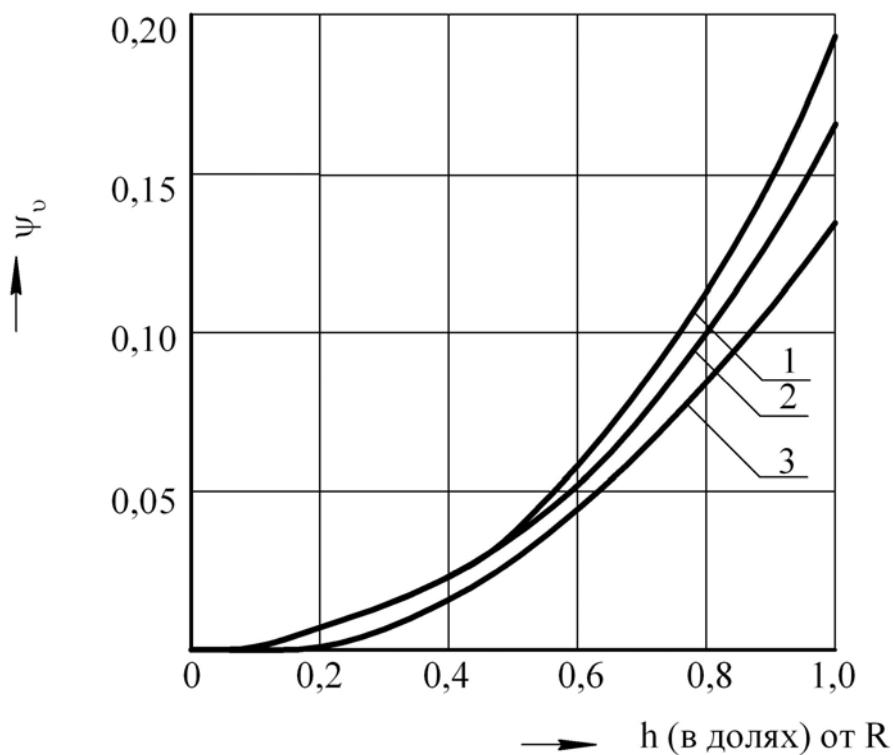


Рис.5.43. Зависимость коэффициента ψ_v от h и ϕ_T :
1 – $\phi_T = 18^\circ - 20^\circ$; 2 – $\phi_T = 25^\circ - 30^\circ$; 3 – $\phi_T = 40^\circ - 45^\circ$

Значение коэффициента $k_{эр}$ для различных грунтов приведены в табл. 5.32.

Таблица 5.29

Основные геометрические размеры шнеков установок горизонтального бурения

Установка горизонтального бурения	Размеры шнеков, мм			Угол подъема винтовой линии поверхности шнека, α_1
	диаметр наружной образующей винтовой линии	диаметр внутренней ограничивающей винтовой линии	шаг шнека	
УГБ-4	270	102	230	$25^{\circ}25'$
	290		230	$24^{\circ}50'$
	320		230	$24^{\circ}15'$
	345		230	$23^{\circ}50'$
	370		230	$23^{\circ}25'$
	390		230	$23^{\circ}10'$
	480		360	31°
	500		360	$30^{\circ}45'$
	520		360	$30^{\circ}30'$
	550		360	$30^{\circ}10'$
	580		360	$29^{\circ}50'$
	600		360	$29^{\circ}40'$
УГБ-5	570	152	460	$29^{\circ}10'$
	590		460	$28^{\circ}50'$
	610		460	$28^{\circ}40'$
	640		460	$28^{\circ}20'$
	665		460	$28^{\circ}07'$
	685		460	$27^{\circ}55'$
	750		800	$32^{\circ}55'$
	840		600	$32^{\circ}10'$
	880		600	$31^{\circ}52'$
	920		600	$31^{\circ}32'$
	940		600	$31^{\circ}55'$
	980		600	$31^{\circ}15'$
УГБ-2	1050	168	800	$35^{\circ}05'$
	1100			$34^{\circ}47'$
	1140			$34^{\circ}40'$
	1175			$34^{\circ}20'$
ГБ-1421	1050	168	800	$35^{\circ}05'$
	1100			$34^{\circ}47'$
	1150			$34^{\circ}40'$
	1200			$34^{\circ}34'$
	1250			$34^{\circ}26'$
	1300			$34^{\circ}17'$
	1350			$34^{\circ}08'$

Таблица 5.30

Коэффициент разрыхления транспортируемого грунта

Грунт	k_p
Глина мягкая жирная	1,44–1,75
Глина мореная ломовая	1,5–1,78
Песок без примесей	1,3–1,58
Песок с примесью щебня и гравия	1,37–1,73
Скальные разрыхленные грунты	1,6–1,72
Легкий суглинок	1,42–1,66
Тяжелый суглинок	1,55–1,69
Суглинок с примесью щебня и гравия	1,57–1,72
Супесь без примесей	1,3–1,58
Супесь с примесью гравия и щебня	1,57–1,72

Таблица 5.31

Размеры режущих головок установок УГБ и ГБ

Установка	Диаметр кожуха, мм	Диаметр диска, мм	Диаметр скважины, мм	Диаметр головки, мм
УГБ-4	325	280	360	315
	426	360	460	
	530	480	575	
	630	570	670	
УГБ-5	630	570	670	315
	720	660	760	
	920	860	960	
	1020	960	1060	
УГБ-2	1220	1165	1260	315
ГБ-1421	1220	1165	1260	360
	1420	1360	1470	

Максимально возможная частота вращения шнека [74] равна:

$$n_{max} = 42,3 \sqrt{\frac{1}{D_{ш}} \left[\frac{0,5(\cos \alpha_1 - f_T \sin \alpha_1)}{f_o(f_T \cdot \cos \alpha_1 + \sin \alpha_1)} + 0,86 \right]}, \quad (5.341)$$

где α_1 – угол наклона винтовой линии шнека, на которой расположены частицы грунта (из табл.5.29); f_T – коэффициент трения грунта по винтовой поверхности

шнека в движении (табл. 5.33); f_o – коэффициент трения грунта по винтовой поверхности в покое (из табл. 5.33).

Таблица 5.32

Коэффициент k_{zp} , характеризующий физико-механические свойства транспортируемых грунтов

Грунты и их состояние	k_{zp}
Пески и супеси: нормальной влажности	6–7
мокрые	7–10
Суглинки и глины: нормальной влажности	4,5–6
мокрые	6–8
Известняки, глинистые сланцы, мел: нормальной влажности	5–8
мокрые	8–10

Таблица 5.33

Коэффициент трения насыпных грунтов по стали в покое и движении

Грунт	f_o	f_T
Щебень гранита влажный	0,53	0,45
Известняк мелкокусковой влажный	0,55	0,51
Супесь мелкокусковая нормальной влажности	0,53	0,46
Песок среднезернистый сухой	0,43	0,41
Суглинок мелкокусковой нормальной влажности	0,63	0,54

Мощность, необходимая для перемещения грунта винтовым транспортером со шнеком, смонтированным на опорных подшипниках, определяется по эмпирической формуле [74]:

$$N_{ш} = \frac{Q_{ш} \cdot L_{ш}}{3,6 \cdot 10^6 \cdot k_o} \cdot W_T \cdot g, \quad (5.342)$$

где $L_{ш}$ – длина шнека, м; k_o – поправочный коэффициент, зависящий от типа грунта; для глинистых и суглинистых грунтов $k_o = 1,2–1,6$; для песчаных и супесчаных грунтов $k_o = 1,8–2,0$; W_T – коэффициент сопротивления насыпного грунта транспортированию (находится по графику (рис.5.44); g – ускорение свободного падения, м/с²; $Q_{ш}$ – массовая производительность шнекового транспортера, т/ч, равная:

$$Q_{ш} = 60 \cdot \frac{\pi \cdot D_{ш}^2}{4} \cdot S \cdot n \cdot \rho \cdot \Psi_v, \quad (5.343)$$

где ρ – плотность грунта, разрыхленного режущей головкой, т/м³.

Мощность, необходимая для перемещения грунта винтовым транспортером с безпорным шнеком, определяется по формуле, аналогичной (5.342):

$$N_{ш} = \frac{Q_{ш} \cdot L_{ш}}{3,6 \cdot 10^6} \cdot W_o \cdot g, \quad (5.344)$$

где W_o – коэффициент сопротивления насыпного грунта транспортированию (находится по графику рис. 5.45).

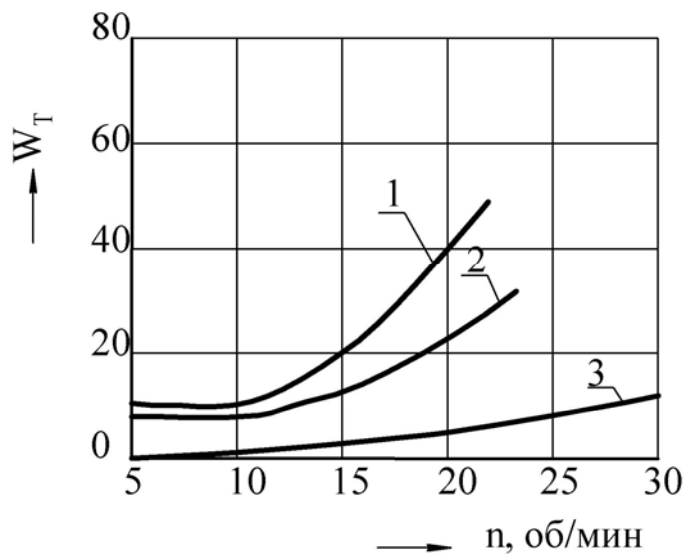


Рис.5.44. Зависимость коэффициента удельного сопротивления грунта перемещению шнеком:
1 – $v_\delta=1,5$ м/ч; 2 – $v_\delta=2,5$ м/ч;
3 – $v_\delta=5,24$ м/ч

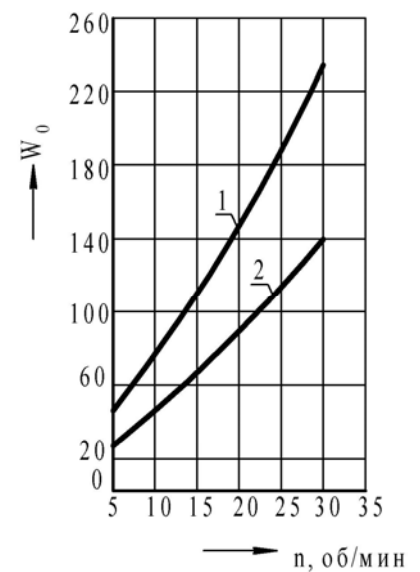


Рис.5.45. Зависимость коэффициента общего удельного сопротивления транспортированию влажного суглинка:
1 – $v_\delta=1,5$ м/ч; 2 – $v_\delta=2,5$ м/ч

Мощность, затрачиваемая на продавливание кожуха с учетом временных вертикальных нагрузок от транспорта, определяется по формуле:

$$N_{np} = \frac{\left\{ 3(\rho h_n + \rho_m h_m) D_k + \frac{\pi}{4} (D_{кн}^2 - D_{вн}^2) \rho_c + G_k \right\} L \cdot g + q_T \cdot F}{60 \cdot 10^3 \cdot k_p \cdot D_c^2} \cdot f \cdot S \cdot \Psi_v \cdot D_{ш}^2, \quad (5.345)$$

где ρ и ρ_m – плотность насыпного грунта и грунта в массиве соответственно, кг/м³; h_n – высота насыпи, м; h_m – толщина материкового грунта над кожухом, м; $D_{кн}, D_{кв}$ – диаметры кожуха; наружный и внутренний соответственно, м; ρ_c –

плотность стали, кг/м³; q_T – временная нагрузка от транспорта, определяемая по табл.5.34 в зависимости от глубины заложения кожуха; F – площадь поверхности кожуха, на которую действует давление от временных нагрузок транспорта, определяемая по графику (рис. 5.46) в зависимости от глубины заложения кожуха и его диаметра; f – коэффициент трения стали о грунт ($f = 0,3–0,6$); G_k – масса единицы длины шнекового транспортера с разрабатываемым грунтом, равная:

$$G_k = G_{ш} + G_{зр} , \quad (5.346)$$

где $G_{ш}$ - масса единицы длины шнека, кг/м; $G_{зр}$ - масса грунта на единицу длины шнека, определяемая в зависимости от высоты заполнения кожуха грунтом, равная:

$$G_{ш} \approx 0,6 \cdot G_k , \quad (5.347)$$

где G_k - масса единицы длины кожуха, кг/м;

$$G_k = \frac{\pi}{4} (D_{кн}^2 - D_{кв}^2) \cdot \rho_c ; \quad (5.348)$$

$$G_{зр} = \frac{\pi}{4} D_{кв}^2 \cdot \rho_{зр} \psi_v . \quad (5.349)$$

Таблица 5.34

Временные нагрузки при различной глубине заложения защитного кожуха

Глубина заложения кожуха, м	Временная нагрузка, МПа		Глубина заложения кожуха, м	Временная нагрузка q_T , МПа	
	от автотранспорта	от подвижного состава ж.д.		от автотранспорта	от подвижного состава ж.д.
0,5	10,30	-	3	0,349	0,627
1	0,523	0,957	4	0,299	0,535
2	0,418	0,768	5	0,262	0,467

Средняя плотность грунта естественной влажности $\rho_{зр}$ выбирается по табл. 5.35.

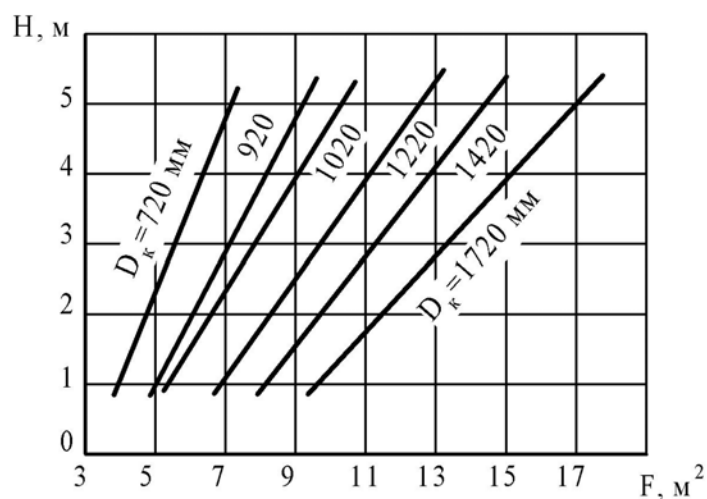


Рис.5.46. Площадь действия нагрузок на защитный кожух от транспорта в зависимости от глубины его заложения

Таблица 5.35

Средняя плотность грунта естественной влажности

Грунт	$\rho_{гр}$, кг/м ³
Пески, супеси, пески и супеси с примесью гальки, щебня или гравия (до 10%)	1600
Пески, супеси, пески и супеси с примесью гальки, щебня или гравия (более 10%)	1700
Суглинки легкие и лёссовидные с примесью гальки, щебня или гравия (до 10 %)	1600
Суглинки легкие и лёссовидные с примесью гальки, щебня или гравия (более 10 %)	1750
Глины без примесей	1800
Глины с примесью гравия, гальки или щебня (до 10 %)	1750
Глины с примесью гравия, гальки или щебня (более 10 %)	1900
Гравий и галька	1750
Морские глины с валунами (до 10 %)	1850
Мореные глины с валунами (от 10 до 30 %)	2100
Мореные пески, супеси и суглинки с гравием, галькой и валунами (до 10 %)	1750
Мореные пески, супеси и суглинки с гравием, галькой и валунами (до 30 %)	1950
Торф	500–700

5.4. Примеры расчетов

Пример 5.1. Рассчитать устойчивость против всплытия подводного трубопровода с учетом гидродинамического воздействия потока воды на трубу.

Исходные данные: участок категории 1; $D_n \times \delta_n = 1020 \times 15,2$ мм; $D_{н.и} = 1024$ мм; $D_{н.ф} = 1070$ мм; $W = 9,04 \cdot 10^{-3}$ м³; $\beta = 10^\circ = 0,1744$ рад; $\rho = 2000$ м; $q_в = 9466$ Н/м; $q_{изг} = 19$ Н/м; $q_{тр} = 3620$ Н/м; $q_{дон} = 0$; $\gamma_в = 1,15 \cdot 10^4$ Н/м³; $\gamma_б = 2,3 \cdot 10^4$ Н/м³; $v = v_2 = 0,5$ м/с; $\nu = 1,0 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $L = 350$ м; глубина водоема $h_в = 7,4$ м; $h_о = 1,0$ м; грунт суглинистый, $k = 0,4$.

Решение

1. Число Рейнольдса по формуле (5.2) для гладкого трубопровода

$$Re = \frac{0,5 \cdot 1,024}{1,0 \cdot 10^{-6}} = 5,12 \cdot 10^5,$$

для офутерованного трубопровода

$$Re = \frac{0,5 \cdot 1,07}{1,0 \cdot 10^{-6}} = 5,35 \cdot 10^5.$$

И в том, и в другом случае, $C_x = 1,0$; $C_y = 0,66$.

2. Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока по формуле (5.1)

$$P_x = 1,0 \cdot \frac{1,15 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,8} \cdot 0,5^2 \cdot 1,024 = 150 \text{ Н/м.}$$

3. Вертикальная составляющая гидравлического воздействия потока по формуле (5.3)

$$P_y = 0,66 \cdot \frac{1,15 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,8} \cdot 0,5^2 \cdot 1,024 = 99 \text{ Н/м.}$$

4. Вес балластировки в воде по формуле (5.6)

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{0,9} \left(1,15 \cdot 9466 + 19 + 99 + \frac{150}{0,4} - 3620 \right) = 7533 \text{ Н/м.}$$

5. Вес балластировки в воздухе по формуле (4.64)

$$q_{бал}^н = 7533 \cdot \frac{2,3 \cdot 10^4}{2,3 \cdot 10^4 - 1,15 \cdot 1,15 \cdot 10^4} = 17725 \text{ Н/м.}$$

6. Проверка устойчивости против смятия трубы по формуле (5.8)

$$\delta_n = \sqrt[3]{\frac{(1,02 - 0,0152)^3 \cdot 1,15 \cdot 10^4 \cdot (7,4 + 1,0)}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}}} = 0,076 > 0,0143 \text{ м,}$$

следовательно, устойчивость трубы против смятия обеспечивается.

Пример 5.2. Определить параметры балластировки трубопровода. Исходные данные взять из предыдущего примера.

Решение

1. При балластировке одиночными кольцевыми железобетонными грузами УТК 1020-24-2 (см.табл.5.4) расстояние между грузами рассчитаем по формуле (4.65)

$$\ell_r = \frac{4048 \cdot 9,8 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 1,76}{7533} = 2,58 \text{ м.}$$

2. Потребное число грузов по формуле (4.68)

$$N = 350/2,58 + 135,7 \approx 136 .$$

3. При балластировке сплошным обетонированием диаметр обетонированной трубы по формуле (5.9)

$$D_\delta = \sqrt{\frac{\pi \cdot 0,9 \cdot 1,024^2 \cdot 2,3 \cdot 10^4 + 4 \cdot \left(19 + 99 + \frac{150}{0,4} - 3620 - 0\right)}{\pi \cdot (0,9 \cdot 2,3 \cdot 10^4 - 1,15 \cdot 1,15 \cdot 10^4)}} = 1,496 \text{ м.}$$

4. Толщина слоя бетона по формуле (5.10)

$$\delta_\delta = 1,496 - 1,024 / 2 = 0,236 \text{ м} = 236 \text{ мм.}$$

Пример 5.3. Рассчитать параметры укладки подводного трубопровода на дно траншеи протаскиванием на первой и четвертой стадиях.

Исходные данные взять из первого примера. Дополнительно $\varphi_{cp} = 22^\circ$; $c_{cp} = 12 \text{ кПа}$; балластировка произведена кольцевыми железобетонными пригрузами УТК 1020-24-2, толщина груза ($t = 0,2 \text{ м}$; $D_{н.г} = 1,5 \text{ м}$; $D_{мп} = D_{н.ф} = 1,07 \text{ м}$; $\gamma_{cp} = 1,7 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$; $q_{nc} = 0,3 \text{ кН/м}^2$.

Решение

1. Расчетная нагрузка от веса футеровки по формуле (5.16)

$$q_{\text{фут}} = 1,1 \cdot 7600 \cdot \frac{\pi \cdot (1,07^2 - 1,024^2)}{4} = 632 \text{ Н/м.}$$

2. Вес офутерованного трубопровода в воздухе по формуле (5.15)

$$G = 350(3620 + 17725 + 32) = 7692000 \text{ Н} = 7692 \text{ кН.}$$

3. Сопротивление трубопровода сдвигу по формуле (5.13)

$$C = 350 \cdot 12 \cdot 0,3 \cdot 1,02 = 1285 \text{ кН.}$$

4. Длина хорды пригруза по формуле (5.18)

$$i = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1,5}{2}\right)^2 - \left(\frac{1,07}{2}\right)^2} = 1,05 \text{ м.}$$

5. Пассивный отпор грунта по формуле (5.17)

$$E = 136 \cdot 1,05 \cdot \left[\frac{17 \cdot 0,2^2}{2} \cdot \text{tg}^2\left(45^\circ + \frac{22^\circ}{2}\right) + 2 \cdot 12 \cdot 0,2 \cdot \text{tg}\left(45^\circ + \frac{22^\circ}{2}\right) \right] = 1123 \text{ кН.}$$

6. Усилие протаскивания по формуле (5.14)

$$T_{np} = 0,4 \cdot 7692 + 1285 + 1123 = 5484 \text{ кН.}$$

7. Переходим к четвертой стадии. Принимаем $S' = 500 \text{ м}^2, f_s = 0,32$.

8. Вес протаскиваемого трубопровода в воде по формуле (5.21)

$$G_s = 350(3620 + 7533 - 9466) = 590450 \text{ Н} \approx 590 \text{ кН.}$$

9. Пассивный отпор грунта в воде по формуле (5.24)

$$E_s = 136 \cdot 1,05 \cdot \left[\frac{(17 - 11,5) \cdot 0,2^2}{2} \cdot \text{tg}^2\left(45^\circ + \frac{22^\circ}{2}\right) + 2 \cdot 12 \cdot 0,2 \cdot \text{tg}\left(45^\circ + \frac{22^\circ}{2}\right) \right] =$$

$$= 136 \text{ кН.}$$

10. Усилие протаскивания по формуле (5.23)

$$T_{np} = 0,32 \cdot 590 + 136 + 0,3 \cdot 500 = 475 \text{ кН.}$$

11. Результаты расчетов усилия протаскивания T_{np} по формулам (5.14) и (5.23) показывают, что на первой стадии протаскивания по грунтовой дорожке значение T_{np} превышает технические возможности самой мощной лебедки ЛП-151, даже при использовании подвижного блока. Для уменьшения T_{np} используем рельсовую спусковую дорожку ОСД-3 с собственным весом одной тележки $G_T = 13 \text{ кН}$, коэффициентом трения качения $f_k = 0,0012 \text{ м}$; радиусом колеса тележки $R_T = 0,4 \text{ м}$, радиусом оси тележки $r_T = 0,09 \text{ м}$, грузоподъемностью 250 кН.

12. Сопротивление, создаваемое трением качения колеса тележки по рельсам, по формуле (5.26)

$$T_1 = \frac{(3,62 + 17,23) \cdot \left(1 + \frac{13}{250}\right) \cdot 1,0012}{0,4} = 0,06674 \text{ кН/м.}$$

13. Сопротивление, создаваемое трением скольжения в подшипниках осей тележки, по формуле (5.27)

$$T_2 = \frac{(3,62 + 17,23) \cdot \left(1 + \frac{13}{250}\right) \cdot 0,05 \cdot 0,09}{0,4} = 0,2527 \text{ кН/м.}$$

14. Дополнительное сопротивление, создаваемое трением реборд колес о рельсы при движении, по формуле (5.28)

$$T_3 = 0,5(0,0674 + 0,2527) = 0,1587 \text{ кН/м.}$$

15. Сопротивление, создаваемое трением тягового колеса о грунт по формуле (5.29), принимая канат для лебедки ЛП-151 диаметром 60,5 мм с $q_k = 140 \text{ Н/м}$,

$$T_4 = 0,14 \cdot 1,0 = 0,14 \text{ кН/м.}$$

16. Усилие протаскивания по формуле (5.25)

$$T_{np} = [2 \cdot (0,0674 + 0,2527 + 0,1587) + 0,14] \cdot 350 = 384 \text{ кН.}$$

17. Расчетное тяговое усилие в этом случае по формуле (5.34)

$$T_p = 1,1 \cdot 384 = 423 \text{ кН.}$$

18. Для четвертой стадии протаскивания по той же формуле (5.34).

$$T_p = 1,1 \cdot 475 = 523 \text{ кН.}$$

19. Очевидно, теперь можно заменить лебедку ЛП-151 на ЛП-1А с тяговым усилием $T_{тяг} = 720 \text{ кН}$. В обоих случаях условие (5.35) выполняется.

Пример 5.4. Определить допустимую глубину погружения трубопровода на трех этапах: начальном, промежуточном и конечном.

Исходные данные: $D_n \times \delta_n = 1020 \times 15,2 \text{ мм}$; $D_{вн} = 989,6 \text{ мм}$; $W = 9,04 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$; $I = 6,05 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$; $R_2 = 270 \text{ МПа}$; $q_m = 4140 \text{ Н/м}$ при коэффициенте надежности по нагрузке от собственного веса $n_{с.в} = 1,1$; $q_{из} = 46 \text{ Н/м}$; $q_{фут} = 632 \text{ Н/м}$; $q_{бал.в} = 7533 \text{ Н/м}$; $q_6 = 9466 \text{ Н/м}$; трубопровод имеет отрицательную плавучесть и поддерживается на плаву понтонами с $q_{пт} = 5000 \text{ Н/м}$.

Решение

5.4.1. Начальный этап

1. Нагрузка от собственного веса трубопровода

$$q_{mp} = q_m + q_{из} + q_{фут} = 4140 + 46 + 632 = 4818 \text{ Н/м.}$$

2. Нагрузка q_1 , q_2 и ω по формулам (5.32), (5.53)

$$q_1 = 4818 + 7533 - 9466 = 2885 \text{ Н/м;}$$

$$q_2 = 5000 + 9466 - 4818 - 7533 = 2115 \text{ Н/м;}$$

$$\omega = q_1 + q_2 = 2885 + 2115 = 5000 \text{ Н/м.}$$

3. Параметр m по формуле (5.39)

$$m = 2115/5000 = 0,423.$$

4. По графику (см.рис. 5.7) для $q_2/q_{mp} = 2115/4818 = 0,44$ отношение

$$y_o/D_n = 0,32, \text{ откуда } y_o = 0,3264 \text{ м.}$$

5. Параметр β^2 по формуле (5.40)

$$\beta^2 = \sqrt{\frac{2885}{4 \cdot 0,3264 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 6,05 \cdot 10^{-3}}} = 13,19 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}^2}; \beta = 3,63 \cdot 10^{-2} \frac{1}{\text{м}}.$$

6. Безразмерные максимальные напряжения на участке b по формуле (5.43)

$$\bar{\sigma}_b = 2 \cdot 13,19 \cdot 10^{-4} \cdot 270 \cdot \frac{9,04 \cdot 10^{-3}}{5,0 \cdot 10^{-3}} = 1,2875.$$

7. Безразмерная длина участка $\bar{a}$ по формуле (5.41)

$$\bar{a} = (1 - \sqrt{1 - 0,423}) \cdot \sqrt{\frac{0,423 \cdot 1,2875}{(1 - 0,423) \cdot [2 \cdot (1 - \sqrt{1 - 0,423}) - 0,423]}} = 2,71.$$

8. Безразмерная длина участка $\bar{c}$ по формуле (5.42)

$$\bar{c} = \sqrt{\frac{0,423 \cdot 1,2875}{(1 - 0,423) \cdot [2 \cdot (1 - \sqrt{1 - 0,423}) - 0,423]}} - 1 = 2,71.$$

9. Безразмерная величина поперечной силы по формуле (5.44)

$$\bar{Q}_o = 0,423 \cdot 2,71 - 0,9136 = 0,2327.$$

10. Так как $\bar{Q}_o > 0$ то $\bar{\sigma}_b > \bar{\sigma}_n$ и по формуле (5.46) можем определить безразмерную допустимую глубину укладки трубопровода

$$\bar{h} = \frac{2 \cdot 2,71}{0,423} \left[(0,423 \cdot 2,71 - 0,9136) \cdot \left(\frac{2,71^2}{3} + 2,71 + 1 \right) - 0,423 \times \right. \\ \left. \times \left(\frac{2,71^2}{12} - \frac{2,71}{12} - 1 \right) + \frac{0,9136^4}{12 \cdot 2,71} \right] = 16,293.$$

11. Длина участка a по формуле (5.47)

$$a = 0,9136 / 3,63 \cdot 10^{-2} = 25 \text{ м.}$$

12. Длина участка c по формуле (5.48)

$$c = 12,71 / 3,63 \cdot 10^{-2} = 74,7 \text{ м.}$$

13. Допустимая глубина погружения по формуле (5.49)

$$h_g = 0,3264 \cdot 16,293 + 1,02 = 6,34 \text{ м.}$$

5.4.2. Промежуточный этап

14. По отношению $q_1/q_2 = 2885/2115 = 1,364$ находим на графиках (см. рис.5.9) $\psi_a = 0,26$ и $\psi_b = 0,23$.

15. Изгибающий момент на участке a по формуле (5.54)

$$M_a = \sqrt{\frac{3 \cdot 6,34 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 6,05 \cdot 10^{-3} \cdot 5,0 \cdot 10^{-3}}{2}} \cdot 0,26 = 2,02 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

16. Изгибающий момент на участке b по формуле (5.55)

$$M_b = \sqrt{\frac{3 \cdot 6,34 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 6,05 \cdot 10^{-3} \cdot 5,0 \cdot 10^{-3}}{2}} \cdot 0,23 = 1,79 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

17. Максимальные изгибающие напряжения на участках a и b по формуле (5.56)

$$\sigma_{max}^a = 2,02 / 9,04 \cdot 10^{-3} = 223 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{max}^b = 1,79 / 9,04 \cdot 10^{-3} = 198 \text{ МПа.}$$

Как видно, и в том, и в другом случае $\sigma_{max} < R_2$.

18. По графику (см.рис.5.10) для отношения $q_1/q_2 = 1,364$ находим коэффициент $n = 2,3$.

19. Длина участка a по формуле (5.57)

$$a = \sqrt[4]{\frac{6 \cdot 6,34 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 6,05 \cdot 10^{-3}}{5,0 \cdot 10^{-3} \cdot (2,3 - 0,5) - 0,25 \cdot 2,3^4 \cdot 2,115 \cdot 10^{-3}}} = 76,6 \text{ м.}$$

20. Длина участка c по формуле (5.58)

$$c = 2,3 \cdot 76,6 = 176,2 \text{ м.}$$

21. Длина участка b по формуле (5.59)

$$b = 176,2 - 76,6 = 99,6 \text{ м.}$$

22. Максимально возможная глубина погружения трубопровода по формуле (5.60)

$$h_{\max} = \frac{270^2 \cdot 0,0152}{1575 \cdot 0,26^2 \cdot 1,0048} = 10,36 \text{ м.}$$

23. Соответственно, максимальная глубина водоема по формуле (5.61)

$$h_e = 10,36 + 1,02 - 0,33 = 11,05 \text{ м.}$$

5.4.3. Конечный этап

24. Реакция грунта по формуле (5.64)

$$R = \sqrt{2 \cdot 2,885 \cdot 10^{-3} \cdot 270 \cdot 9,04 \cdot 10^{-3}} = 118,7 \text{ кН.}$$

25. Длина участка c по формуле (5.62)

$$c = \frac{118,7}{2,885} \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{1}{0,423}} \right) = 104 \text{ м.}$$

26. Длина участка b по формуле (5.63)

$$b = \frac{118,7}{5} \cdot \sqrt{\frac{1}{0,423}} = 36,5 \text{ м.}$$

27. Используя уравнение прогибов (5.65), определим h :

$$2,1 \cdot 10^8 \cdot 6,05 \cdot 10^{-3} h = \frac{118,7 \cdot 104^3}{6} - \frac{2,885 \cdot 104^4}{24} + \frac{5 \cdot 36,5^4}{24} = 8560653, \text{ откуда}$$

$$h = \frac{8560653}{2,1 \cdot 10^8 \cdot 6,05 \cdot 10^{-3}} = 6,74 \text{ м.}$$

28. По формуле (5.66) максимальная глубина водоема

$$h_e = 6,74 + 1,02 = 7,76 \text{ м.}$$

Пример 5.5. Рассчитать тяговое усилие протаскивания рабочего трубопровода в грунтовую скважину при методе наклонно-направленного бурения.

Исходные данные для расчета:

Наименование	Обозначение	Величина
Диаметр скважины, мм	$D_{скв}$	1,372
Угол входа рабочего трубопровода, град	$\alpha_{вх}$	6°
Угол выхода рабочего трубопровода, град	$\alpha_{вых}$	9°
Радиус кривизны профиля (участок 2), м	R	1225
Длина скважины по оси с учетом упругого изгиба, м	$L_{скв}$	412,50
Длина трубопровода с учетом технологического запаса, м	$L_{об}$	435,7
Длина участков		
1.прямолинейный, м	L_1	45,56
2.криволинейный, м	L_2	321,06
3.прямолинейный, м	L_3	45,88
Балластировка трубопровода		
Заполнение рабочего трубопровода водой, %		100%
Характеристики трубопровода		
Наружный диаметр, мм	D_n	1020
Масса 1 м трубы по ТУ-14-3-1573-99, кг	M_m	517,37
Внутренний диаметр, мм	$D_{вн}$	978
Толщина стенки номинальная, мм	δ_n	21
Плотность материала труб, кг/м ³	$\rho_{тр}$	7850
Предел прочности стали, МПа	R_1	540
Предел текучести стали, МПа	R_2	390
Расчетное сопротивление трубной стали по пределу текучести, МПа	R_2	203,48
Толщина изоляции, мм	δ_u	3,5
Плотность материала изоляции, кг/м ³	ρ_u	970
Вес единицы длины трубопровода с изоляцией, Н/м	$q_{тр}$	5182,4894
Коэффициент трения трубопровода и буровых труб в скважине	f	0,5
Коэффициент трения при движении трубопровода на роликовых опорах	f_p	0,05
Динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па	τ_o	100
Плотность бурового раствора, кг/м ³	$\rho_{бр}$	1100
Скорость протаскивания трубопровода, м/мин	v	1,5

Решение

1. Выталкивающая сила, действующая на изолированный трубопровод в буровом растворе по формуле (5.107)

$$q_s = \frac{\pi \cdot 1,027^2}{4} \cdot 1100 \cdot 9,81 = 8939,1 \text{ Н/м.}$$

2. Вес воды (балласта) в единице длины трубопровода по формуле (5.106)

$$q_{\delta} = \frac{\pi \cdot 0,978^2}{4} \cdot 100 \cdot 9,81 = 7369,476 \text{ Н/м.}$$

3. Вес единицы длины трубопровода, заполненного водой и находящегося в буровом растворе по формуле (5.105)

$$q_o = 5182,4894 + 7369,476 - 8939,1 = 3612,9 \text{ Н/м.}$$

4. Сила сопротивления перемещенного трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на единицу длины по формуле (5.112)

$$p_o = \pi \cdot 1,027 \cdot 100 = 322,6 \text{ Н/м.}$$

5. Усилие на первом прямолинейном участке по формуле (5.113)

$$T_1 = (0,5 \cdot 3612,9 \cdot 0,994522 - 3612,9 \cdot 0,104528 + 322,6) \cdot 45,56 = 79342,9 \text{ Н.}$$

6. Параметр F по формуле (5.115)

$$F = 0,5 \cdot \text{sign} \left(-\frac{79342,9}{1225} + 3612,9 \cdot 0,994522 \right) = 0,5.$$

7. Параметр A по формуле (5.116)

$$A = e^{0,5(-0,157-0,1047198)} = 0,877305769.$$

8. Параметр G по формуле (5.117)

$$G = \frac{1225 \cdot 3612,9}{(-0,5)^2 + 1} = 3540634,548 \text{ Н.}$$

9. Усилие на криволинейном участке по формуле (5.114)

$$T_2 = 79342,9 \cdot 0,8773 + \{ (1-0,5^2) \cdot (0,8773 \cdot 0,9945 - 0,9876) + 2 \cdot 0,5 \cdot (0,8773 \cdot 0,1045 + 0,156434) \} \cdot 3540634,548 + 1225 \cdot 322,6 \cdot$$

$$\cdot \frac{1 - 0,8773}{0,5} = 739268,2 \text{ Н.}$$

10. Усилие на втором прямолинейном участке по формуле (5.118)

$$T_3 = 739268,2 + (0,5 \cdot 3612,9 \cdot 0,98768 - 3612,9 \cdot (-0,156434) + 322,6) \cdot 45,88 = 861859,2 \text{ Н.}$$

Таким образом, максимальное тяговое усилие протаскивания рабочего трубопровода составляет 861,9 кН. Выбранная буровая установка, например Chtrrington 60/300R (США) или EG 3204 (Германия), вполне обеспечивает необходимое усилие протаскивания и подходят для производства работ по наклонно-направленному бурению при строительстве перехода заданных параметров, т.к. они могут обеспечить максимальное 1,5-кратное тяговое усилие, равное: $861,9 \cdot 1,5 = 1292,9$ кН.

11.Площадь поперечного сечения трубопровода по формуле (5.148)

$$F = \pi \frac{(1,020^2 - 0,978^2)}{4} = 0,0659 \text{ м}^2.$$

12.Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации по формуле (5.147)

$$\sigma_{\Sigma} = \frac{861,9 \cdot 10^3}{0,0659} + \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,02}{2 \cdot 1225} = 100,51 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 100,51 \text{ МПа}.$$

$$100,51 \text{ МПа} < 203,48 \text{ МПа}.$$

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации выполняется.

Пример 5.6. Рассмотреть возможность смятия трубопровода диаметром $D_n = 1020$ мм для двух расчетных случаев.

Решение

1. Диаметр трубопровода $D_n = 1,02$ м, толщина стенки $\delta_n = 0,021$ м. Плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1200$ кг/м³. Разность высот, в результате наличия которой создается давление бурового раствора, $H = 30$ м.

С использованием формул (5.134) и (5.133) находим критическую величину столба бурового раствора

$$h_{кр} = \frac{2E}{\rho_{бр} g (1 - \mu^2)} \cdot \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^3 = \frac{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}}{1200 \cdot 9,81 \cdot (1 - 0,3^2)} \cdot \left(\frac{0,021}{1,02} \right)^3 = 342,1 \text{ м}.$$

Проводим сопоставление критической и рабочей высот по формуле (5.135)

$$30 < 0,75 \cdot 342,1 = 256,6 \text{ м},$$

что говорит о наличии значительного запаса по смятию данного трубопровода.

2. Толщина стенки $\delta_n = 0,011$ м. Плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1800$ кг/м³.

Находим $h_{кр}$

$$h_{кр} = \frac{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}}{1800 \cdot 9,81 \cdot (1 - 0,3^2)} \cdot \left(\frac{0,011}{1,02} \right)^3 = 32,8 \text{ м.}$$

$$30 > 0,75 \cdot 32,8 = 24,6 \text{ м.}$$

В этом случае требуется увеличение толщины стенки трубопровода, так как глубина его погружения превышает критическую величину.

Пример 5.7. При исходных данных примера 5.5 произвести расстановку опор и кранов-трубоукладчиков в стартовом положении рабочего трубопровода перед его протаскиванием в скважину. Уклон местности на которой находится трубная плеть составляет $\alpha_m = 0^\circ 42'$, при протаскивании используются роликовые опоры типа ОПР грузоподъемностью $P_{on} = 100 \text{ кН}$.

Решение

1. Высота расположения оси трубопровода над уровнем земли по формуле (5.139)

$$h = 0,364 + 0,5 \cdot 0,229 + \frac{1,027}{2 \cos\left(\frac{\pi \cdot 20}{180}\right)} = 1,1 \text{ м.}$$

2. Расстояния между опорами по формуле (5.140)

$$\ell_{on} = \frac{100 \cdot 10^3}{5182,5 \cdot 1,05} = 18,38 \text{ м.}$$

Принимаем расстояние между опорами $\ell_{on} = 18 \text{ м}$.

3. Момент инерции сечения трубопровода по формуле (5.141)

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (1,020^4 - 0,978^4) = 0,0082256 \text{ м}^4.$$

4. Прогиб трубопровода между опорами по формуле (5.141)

$$f = \frac{1}{384} \cdot \frac{5182 \cdot 498 \cdot 18^4}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0082256} = 8,2 \cdot 10^{-4} \text{ м.}$$

5. Осевой момент инерции сечения трубопровода по формуле (5.144)

$$W = \frac{\pi \cdot 1,020^3}{32} \cdot \left[1 - \left(\frac{0,978}{1,020} \right)^4 \right] = 0,0161 \text{ м}^3.$$

6. Допустимая длина консоли по формуле (5.143)

$$\ell = \sqrt{\frac{2 \cdot 0,6 \cdot 390 \cdot 10^6 \cdot 0,0161}{5182,489}} = 38,13 \text{ м.}$$

7. Расстояние прямолинейного участка от точки входа в скважину до роликовой опоры:

$$\ell_1 = \frac{h}{\operatorname{tg}(\alpha_{\text{ex}} - \alpha_{\text{м}})} = \frac{1,1}{\operatorname{tg}(6^\circ - 0^\circ 42')} = 11,85 \text{ м} \approx 12 \text{ м.}$$

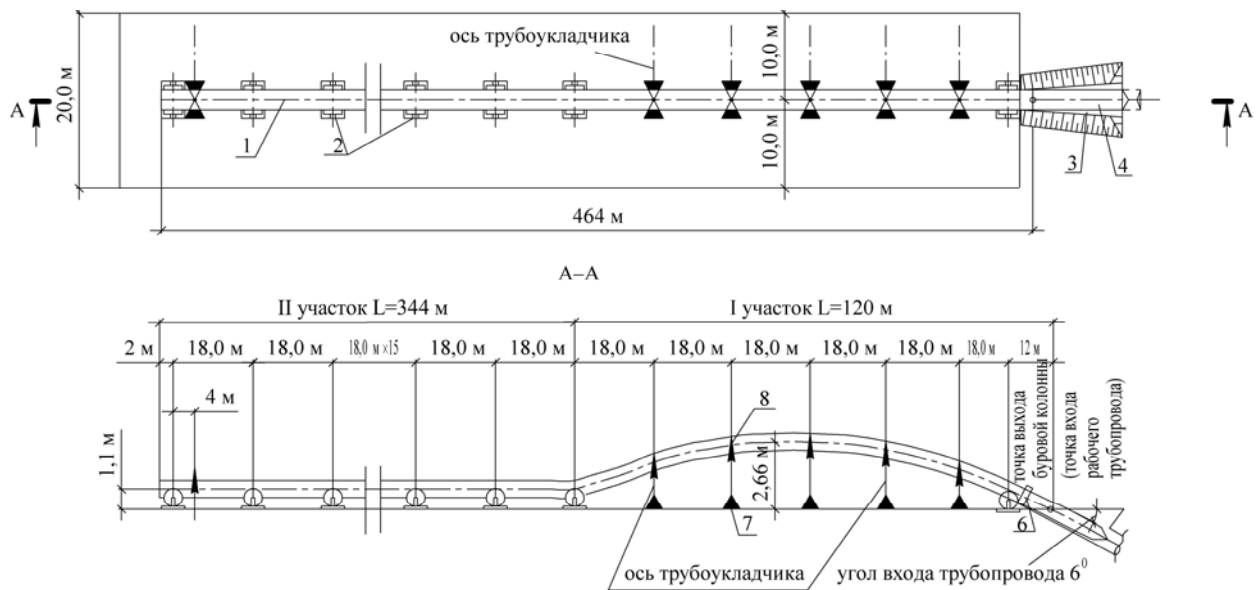


Рис.5.47. Схема расстановки опор и трубоукладчиков для протаскивания трубопровода D_y 1000:

1 – рабочий трубопровод $D_n \times \delta_n = 1020 \times 21$ мм; 2 – роликовые опоры; 3 – прямик; 4 – оголовок для протаскивания с вертлюгом и долотом; 5 – штанги; 6 – дефектоскоп; 7 – инвентарная опора; 8 – троллейная подвеска (мягкие полотенца)

8. Расстояние от опоры до точки максимального подъема трубопровода на трубоукладчике по формуле (5.145)

$$L_{\max} = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0082256 \cdot 6 / 57,3}{5182,489}} = 59,4 \text{ м.}$$

9. Максимальная высота подъема трубопровода на расстоянии $L_{\max}$ по формуле (5.146)

$$h_{\max} = 1,1 + \frac{5182,489 \cdot 59,4^4}{24 \cdot 2,1 \cdot 10 \cdot 0,0082256} = 2,66 \text{ м.}$$

Схема расстановки опор и кранов-трубоукладчиков в стартовом положении рабочего трубопровода перед его протаскиванием в скважину показана на рис. 5.47.

При протаскивании трубопровода $D_y = 1000$ мм в грунтовую скважину из опыта работы целесообразно использовать 6 кранов-трубоукладчиков: 5 из них – для поддержки трубопровода при входе в грунтовую скважину под проектным углом и 1 трубоукладчик – для поддержки «хвоста» трубопровода.

Пример 5.8. Оценить возможность использования конструкции однопролетного балочного перехода без компенсации продольных деформаций для пересечения оврага шириной 55 м.

Исходные данные: участок категории III; $D_n \times \delta_n = 1020 \times 14,3$ мм; $R_2^H = 363$ МПа; $R_2 = 270$ МПа; $q_m = 3890$ Н/м; $q_{прод} = 737$ Н/м; $q_{сн} = 490$ Н/м; $q_{лед} = 220$ Н/м; $F = 0,045$ м²; $W = 8,516 \cdot 10^{-3}$ м³; $I = 5,71 \cdot 10^{-3}$ м⁴; $p = 7,5$ МПа; $\Delta t = 40^\circ$ при нагревании $\Delta t = -30^\circ$ при охлаждении трубопровода.

Решение

1. Продольные напряжения от внутреннего давления по формуле (2.10)

$$\sigma_{np.p} = 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 0,9914}{2 \cdot 0,0143} = 86 \text{ МПа.}$$

2. Нагрузка от собственного веса трубопровода $q_{тр} = q_m + q_{прод} + q_{сн} + q_{лед}$
 $= 3890 + 737 + 490 + 220 = 5337$ Н/м.
3. Величина перекрываемого пролета по формуле (5.149)

$$\ell = \sqrt{\frac{12 \cdot 8,516 \cdot 10^3 \cdot (270 - 86)}{5,337 \cdot 10^{-3}}} = 59,3 \text{ м.}$$

4. Стрела прогиба от расчетной нагрузки по формуле (5.150)

$$f_q = \frac{1}{384} \cdot \frac{5,337 \cdot 10^3 \cdot 59,4^4}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3}} = 0,143 \text{ м.}$$

5. Кольцевые напряжения от внутреннего давления по формуле (2.9)

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 0,9914}{2 \cdot 0,0143} = 286 \text{ МПа.}$$

6. Продольное усилие при нагревании трубопровода на $\Delta t=40^\circ$ по формуле (5.151)

$$N = 0,3 \cdot 286 \cdot 0,045 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^{+5} \cdot 0,045 \cdot 40 = -0,675 \text{ МН.}$$

7. Критическая сжимающая сила по формуле (5.152)

$$N_{кр} = -\frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3}}{(0,6 \cdot 59,3)^2} = -9,34 \text{ МН.}$$

8. Коэффициент ξ по формуле (5.153)

$$\xi = -0,675 / -9,34 = 0,072.$$

9. Фактическая стрела прогиба по формуле (5.154)

$$f_\phi = 0,143 / (1 - 0,072) = 0,154 \text{ м.}$$

10. Изгибающий момент в опорном сечении от действия расчетной нагрузки по формуле (5.155)

$$M_1 = -5,337 \cdot 10^{-3} \cdot 59,3 / 12 = -1,564 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

11. Изгибающий момент от действия продольной силы по формуле (5.156)

$$M_2 = -0,675 \cdot 0,154 = -0,104 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

12. Суммарный изгибающий момент по формуле (5.157)

$$M = -1,564 - 0,104 = -1,668 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

13. Продольные напряжения по формуле (5.158)

$$\sigma_{np} = \frac{-0,675}{0,045} + \frac{-1,668}{8,516 \cdot 10^{-3}} = -211 \text{ МПа.}$$

14. При определении коэффициента ψ_4 по формуле (5.160) отношение $\sigma_{кш}/R_2$ оказалось больше единицы, что не имеет физического смысла. Воспользуемся допущением СНиП 2.05.06-85* и вместо ψ_4 введем коэффициент ψ_3 (формула (2.50))

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\frac{260}{0,9}}{0,9 \cdot 1,05 \cdot 363} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\frac{260}{0,9}}{0,9 \cdot 1,05 \cdot 363} = 0,38.$$

15. Проверяем прочность трубопровода в продольном направлении по формуле (5.159)

$$|-211| > 0,38 \cdot 279 = 102,6 \text{ МПа.}$$

Как видно, условие прочности не выполняется.

16. Устанавливаем в середине пролета неподвижную опору, разделив его на два, равных 30 м. Тогда $f_q = 0,094$ м; $N_{кр} = -26,8$ МН; $\xi = 0,025$; $f_{\phi} = 0,096$ м; $M_1 = -0,4$ МН·м; $M_2 = -0,065$ МН·м; $M = -0,465$ МН·м; $\sigma_{np} = -63,5$ МПа. Теперь условие прочности (5.159) выполняется, $|-63,5| < 102,6$ МПа.

17. Повторим расчет, начиная с выражения (5.151) для случая охлаждения трубопровода ($\Delta t = -30^\circ$); $N = 7,263$ МН; $\xi = -0,271$; $f_{\phi} = 0,074$ м; $M_1 = 0,4$ МН·м; $M_2 = -0,537$ МН·м; $M = 0,137$ МН·м; $\sigma_{np} = 177,5$ МПа.

18. Учитывая, что продольное усилие $N > 0$, проверку прочности производим по формуле (5.159) при $\psi_3 = 1,0$;
 $77,5 < 270$ МПа.

Как видно, при охлаждении трубопровода условие прочности также сохраняется.

Заключение: овраг шириной 55 м можно перекрыть двухпролетным балочным переходом без компенсации продольных деформаций.

Пример 5.9. Рассчитать балочный однопролетный двухконсольный переход с компенсаторами. Исходные данные взять из предыдущего примера. Допустимый прогиб принять равным $[f] = 0,2$ м.

Решение

1. Продольные напряжения от внутреннего давления по формуле (2.11)

$$\sigma_{np} = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 0,9914}{4 \cdot 0,0143} = 143 \text{ МПа.}$$

2. Допустимые напряжения от изгиба по формуле (5.164)

$$[\sigma_{np.u}] = 270 - 143 = 127 \text{ МПа.}$$

3. Допускаемый изгибающий момент по формуле (5.162)

$$[M] = 8,516 \cdot 10^{-3} \cdot 127 = 1,08 \text{ МН·м.}$$

4. Допускаемый пролет по формуле (5.161)

$$\ell_{max} = \sqrt{\frac{16 \cdot 1,08}{5,337 \cdot 10^{-3}}} = 56,9 \text{ м.}$$

5. Максимальный прогиб в середине пролета по формуле (5.165)

$$f = \frac{2}{384} \cdot \frac{5,337 \cdot 10^{-3} \cdot 56,9^4}{2,1 \cdot 10^{-5} \cdot 2,71 \cdot 10^{-3}} = 0,24 \text{ м.}$$

6. Допускаемая длина пролета по формуле (5.166)

$$\ell_{max} = \sqrt[4]{\frac{384 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 5,71 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2}{2 \cdot 5,337 \cdot 10^{-3}}} = 54,2 \text{ м.}$$

7. Из двух значений ℓ_{max} выбираем меньшее $\ell_{max}=54,2$ м, соответствующая длина консоли $a = 0,354 \cdot 54,2 = 19,2$ м.

8. Изгибающие моменты по формуле (5.167)

$$M_{x_{max}} = |M_{on}| = \frac{5,337 \cdot 10^{-3} \cdot 54,2^2}{16} = 0,98 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

Пример 5.10. Рассчитать рабочую длину компенсатора, обслуживающего участок надземного трубопровода длиной $L=100$ м.

Исходные данные: $D_n \times \delta_n = 1020 \times 14,3$ мм; $\sigma_{кц} = 286$ МПа; $R_2 = 270$ МПа; $\Delta t = \pm 40^\circ$.

Решение

1. Продольные перемещения трубопровода по формулам (5.176) и (5.177)

$$\Delta_{к1} = 100 \cdot \left(\frac{0,2 \cdot 286}{2,1 \cdot 10^5} + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1 \cdot 40 \right) = 7,52 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

$$\Delta_{к2} = - 100 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 40 = -4,8 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

2. Амплитуда отклонения начальной длины в обе стороны по формуле (5.178)

$$A = (7,52 + 4,8) \cdot 10^{-2} = 12,32 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

3. Допускаемое напряжение в компенсаторе по формуле (5.173)

$$[\sigma_{ком}] = 270 - 0,5 \cdot 286 = 127 \text{ МПа.}$$

4. Рабочая длина компенсатора по формуле (5.175)

$$\ell_{к} = \sqrt{\frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02 \cdot 6,16 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot 127}} = 12,5 \text{ м.}$$

Пример 5.11. Показать возможность прокладки через водную преграду балочного трубопроводного перехода с поддерживающим элементом в виде фермы, исключающей использование промежуточных опор.

Исходные данные для расчета: газопровод диаметром 530 мм; толщина стенки $\delta = 9$ мм; $L_{пер} = 102$ м; $q_{mp} = 2061,9$ Н/м; материал трубы – сталь 17ГС; $R_2 = 276,26$ МПа; $P_{mp} = 72,261$ кН; $\alpha = 45^\circ$; $I = 4,99971 \times 10^{-4}$ м⁴; $E = 2,06 \times 10^{11}$ Па; $\ell_p = 4.242$ м; $\ell_n = 6$ м; рабочее давление $p = 5,5$ МПа; высота поддерживающей фермы 3 м; ширина 2,02 м; материалы фермы Ст 3.

Решение

1. Примем, что трубопровод на ферму опирается в четырех точках – в граничных сечениях и на две упруго-податливые опоры с жесткостями β_1 и β_2 в пролете (рис. 5.48, 5.49).

Здесь P – внешняя узловая нагрузка, действующая на одну половину поддерживающей фермы, т.е. $P = \frac{P_{mp}}{2} = \frac{72,261}{2} = 36,1305$ кН.

2. Используя формулу (5.193) находим прогибы фермы в табличной форме (табл. 5.36).

Грузовая и единичная расчетные схемы фермы представлены на рис. 5.49.

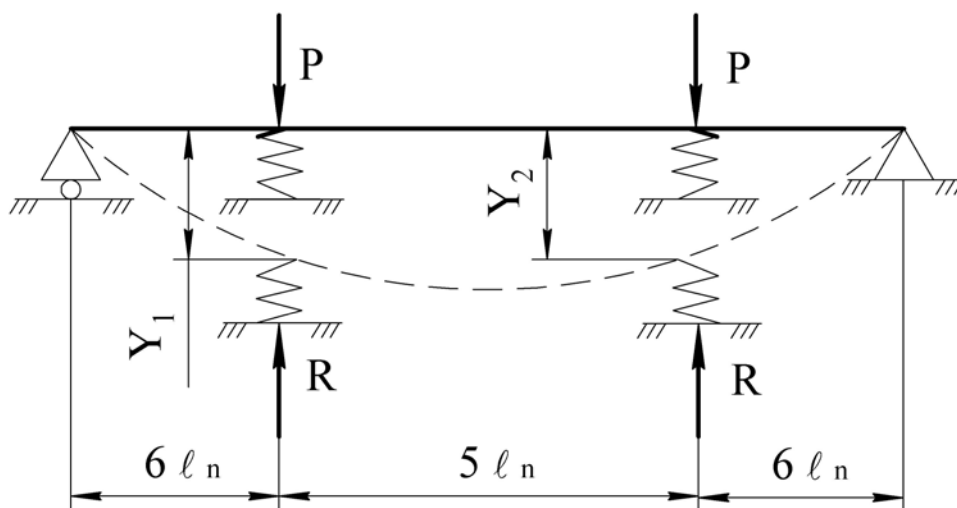


Рис.5.48. Расчетная схема трубопроводного перехода

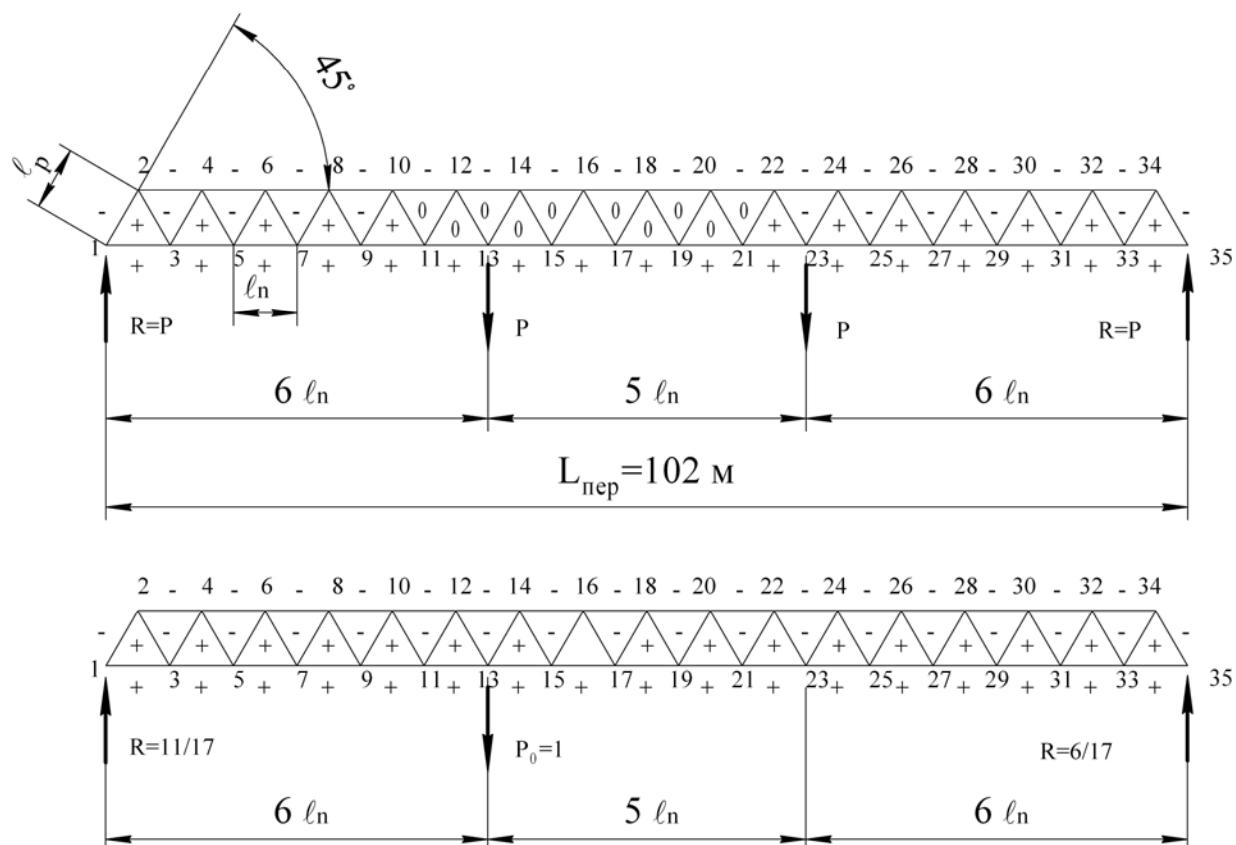


Рис.5.49. Расчетные схемы фермы

3. Поперечное сечение нижнего пояса по формуле (5.194) с учетом максимального усилия из табл. 5.36:

$$A_n = \frac{12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha}{[\sigma]} = \frac{12 \cdot 36130,5 \cdot \operatorname{ctg} 45^\circ}{230 \cdot 10^6} = 0,00188507 \text{ м}^2 = 18,8507 \text{ см}^2.$$

По сортаменту выбираем трубы стальные горячедеформированные (по ГОСТ 8732-78) $D_n \times \delta_n = 114 \times 6$ мм, для которых $A_n = 20,36 \text{ см}^2$; $i = 3,82$ см.

4. Приведенная длина стержня пояса по формуле (5.197)

$$\ell_{np} = 1 \cdot 6 = 6 \text{ м.}$$

5. Гибкость элемента по формуле (5.196)

$$\lambda = \frac{6}{3,82 \cdot 10^{-2}} = 157,07.$$

Таблица 5.36

Определение прогибов в точках опоры трубопровода на ферму

Наименование стержня	ℓ^i	A^i	N_{zp}^i	N_{eo}^i	$(N_{zp}^i \cdot N_{eo}^i \cdot \ell^i)/(E \cdot A^i)$
1	2	3	4	5	6
N_{1-2}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{1-3}	ℓ_n	A_n	$P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{11}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$
N_{2-3}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{2-4}	ℓ_n	A_n	$-2 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{22}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{44 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$
N_{3-4}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{3-5}	ℓ_n	A_n	$3 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{33}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{99 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$
N_{4-5}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{4-6}	ℓ_n	A_n	$-4 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{44}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{176 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$
N_{5-6}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{5-7}	ℓ_n	A_n	$5 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{55}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{275 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$
N_{6-7}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{6-8}	ℓ_n	A_n	$-6 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{66}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{396 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$
N_{7-8}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha}\right)/(E \cdot A_p)$
N_{7-9}	ℓ_n	A_n	$7 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{77}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{539 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha\right)/(E \cdot A_n)$

1	2	3	4	5	6
N_{8-9}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{8-10}	ℓ_n	A_n	$-8 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{88}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{704 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{9-10}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{9-11}	ℓ_n	A_n	$9 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{99}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{891 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{10-11}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{10-12}	ℓ_n	A_n	$-10 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{110}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1100 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{11-12}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{11-13}	ℓ_n	A_n	$11 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{121}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1331 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{12-13}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{11 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{12-14}	ℓ_n	A_n	$-12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{132}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1584 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{13-14}	ℓ_p	A_p	0	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{13-15}	ℓ_n	A_n	$12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{126}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1512 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{14-15}	ℓ_p	A_p	0	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{14-16}	ℓ_n	A_n	$-12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{120}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1440 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{15-16}	ℓ_p	A_p	0	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{15-17}	ℓ_n	A_n	$12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{114}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1368 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{16-17}	ℓ_p	A_p	0	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0

1	2	3	4	5	6
N_{16-18}	ℓ_n	A_n	$-12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{108}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1296 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{17-18}	ℓ_p	A_p	0	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{17-18}	ℓ_n	A_n	$12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{102}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1224 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{18-19}	ℓ_p	A_p	0	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{18-20}	ℓ_n	A_n	$-12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{96}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1152 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{19-20}	ℓ_p	A_p	0	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{19-21}	ℓ_n	A_n	$12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{90}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1080 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{20-21}	ℓ_p	A_p	0	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{20-22}	ℓ_n	A_n	$-12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{84}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{1008 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{21-22}	ℓ_p	A_p	0	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{21-23}	ℓ_n	A_n	$12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{78}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{936 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{22-23}	ℓ_p	A_p	0	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	0
N_{22-24}	ℓ_n	A_n	$-12 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{72}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{864 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{23-24}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{23-24}	ℓ_n	A_n	$11 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{66}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{726 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$
N_{24-25}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{24-26}	ℓ_n	A_n	$-10 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{60}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{600 \cdot P \cdot \ell_n \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha}{17} \right) / (E \cdot A_n)$

1	2	3	4	5	6
N_{25-26}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{25-27}	ℓ_n	A_n	$9 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{54}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{486 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{26-27}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{26-28}	ℓ_n	A_n	$-8 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{48}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{384 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{27-28}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{27-29}	ℓ_n	A_n	$7 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{42}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{294 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{28-29}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{28-30}	ℓ_n	A_n	$-6 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{36}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{216 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{29-30}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{29-31}	ℓ_n	A_n	$5 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{30}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{150 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{30-31}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{30-32}	ℓ_n	A_n	$-4 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{24}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{96 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{31-32}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{31-33}	ℓ_n	A_n	$3 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{18}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{54 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{32-33}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{32-34}	ℓ_n	A_n	$-2 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$-\frac{12}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{24 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$

1	2	3	4	5	6
N_{33-34}	ℓ_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$
N_{33-35}	ℓ_n	A_n	$P \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\frac{6}{17} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_n}{17} \cdot \operatorname{ctg}^2 \alpha \right) / (E \cdot A_n)$
N_{34-35}	ℓ_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \cdot \sin \alpha}$	$\left(\frac{6 \cdot P \cdot \ell_p}{17 \cdot \sin^2 \alpha} \right) / (E \cdot A_p)$

6. Коэффициент продольного изгиба используя метод интерполяции

$$\lambda = 150 \quad \varphi = 0,276;$$

$$\lambda = 160 \quad \varphi = 0,244;$$

$$\varphi = 0,276 - \frac{(0,276 - 0,244)}{10} \cdot 7,07 = 0,2534.$$

7. Проверяем по формуле (5.195) условие устойчивости верхнего сжатого пояса фермы, при этом величину усилия N_n также берется из табл. 5.36, но это значение умножается на 2 поскольку ферма треугольного сечения является пространственной фермой и при ее расчете был применен метод разложения на две более простые плоские фермы:

$$\frac{N}{\varphi \cdot A_n} = \frac{24 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha}{\varphi \cdot A_n} = \frac{24 \cdot 36130,5 \cdot \operatorname{ctg} 45^\circ}{0,2534 \cdot 20,36 \cdot 10^{-4}} = 1681 \text{ МПа} > [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Условие не выполняется, поэтому для верхнего пояса подберем сечение других размеров.

Выбираем стальные горячедеформированные (по ГОСТ 8732-78):
 $D_n \times \delta_n = 194 \times 12 \text{ мм}$, для которых $A_n = 68,61 \text{ см}^2$.

Находим гибкость элемента λ :

$$\lambda = \frac{6}{6,45 \cdot 10^{-2}} = 93,02.$$

Находим методом интерполяции значение коэффициента φ :

$$\lambda = 90 \quad \varphi = 0,612;$$

$$\lambda = 100 \quad \varphi = 0,542.$$

$$\varphi = 0,612 - \frac{(0,612 - 0,542)}{10} \cdot 3,02 = 0,59086 ;$$

$$\frac{N}{\varphi \cdot A_n} = \frac{24 \cdot P \cdot \operatorname{ctg} \alpha}{\varphi \cdot A_n} = \frac{24 \cdot 361360,5 \cdot \operatorname{ctg} 45^\circ}{0,59056 \cdot 68,67 \cdot 10^{-4}} = 213,9 \text{ МПа} < [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, поэтому окончательно принимаем
 $D_n \times \delta_n = 194 \times 12 \text{ мм}.$

8. Поперечное сечение раскосов по формуле (5.198)

$$A_p = \frac{36130,5}{\sin 45^\circ \cdot 230 \cdot 10^6} = 0,000222 \text{ м}^2 = 2,22 \text{ см}^2.$$

По сортаменту выбираем трубы стальные электросварные (по ГОСТ 107040 – 76): $D_n \times \delta_n = 60 \times 30 \text{ мм}$, для которых $A_n = 5,38 \text{ см}^2$.

Проверим раскосы на устойчивость при их сжатии:

$$\ell_{np} = \mu \cdot \ell = 1 \cdot 4,242 = 4,242 \text{ м};$$

$$\lambda = \frac{4,242}{2,02 \cdot 10^{-2}} = 210 \quad \varphi = 0,147;$$

$$\frac{N}{\varphi \cdot A_n} = \frac{P}{\sin \alpha \cdot \varphi \cdot A_n} = \frac{36130,5}{\sin 45^\circ \cdot 0,147 \cdot 5,38 \cdot 10^{-4}} = 646,1 \text{ МПа} > [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Условие не выполняется, поэтому подберем сечение с другими размерами:
 $D_n \times \delta_n = 76 \times 4,5 \text{ мм}$, для которых $A_p = 10,01 \text{ см}^2$.

$$\lambda = \frac{4,242}{2,53 \cdot 10^{-2}} = 167,68.$$

Находим методом интерполяции значение коэффициента φ :

$$\begin{array}{ll} \lambda = 160 & \varphi = 0,244; \\ \lambda = 170 & \varphi = 0,218; \end{array}$$

$$\varphi = 0,244 - \frac{(0,244 - 0,218)}{10} \cdot 7,68 = 0,22403.$$

Проверим раскосы на устойчивость при сжатии по формуле (5.199)

$$\frac{N}{\varphi \cdot A_n} = \frac{P}{\sin \alpha \cdot \varphi \cdot A_n} = \frac{36130,5}{\sin 45^\circ \cdot 0,22403 \cdot 10,01 \cdot 10^{-4}} = 227,85 \text{ МПа} < [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Поскольку условие выполняется, то окончательно принимаем $D_n \times \delta = 76 \times 4,5$ мм.

9. На основе табл. 5.36 выражение для прогиба и коэффициента жесткости примут вид:

$$f_{13;23} = \left(\frac{1292 \cdot P \cdot \ell_n}{E \cdot A_{n_1}} + \frac{2608 \cdot P \cdot \ell_n}{E \cdot A_{n_2}} \right) \cdot \text{ctg}^2 \alpha + \frac{24 \cdot P \cdot \ell_p}{E \cdot A_p \cdot \sin^2 \alpha}; \quad (5.350)$$

$$\beta_{13;23} = \left(\frac{E \cdot A_{n_1}}{1292 \cdot \ell_n} + \frac{E \cdot A_{n_2}}{2608 \cdot \ell_n} \right) \cdot \frac{1}{\text{ctg}^2 \alpha} + \frac{E \cdot A_p \cdot \sin^2 \alpha}{24 \cdot \ell_p}. \quad (5.351)$$

10. Для расчетной схемы (рис. 5.48) матрица внутренней податливости, полученная из выражения для потенциальной энергии внутренних сил, будет иметь вид:

$$B = \begin{vmatrix} \frac{22 \cdot \ell_n}{6 \cdot E \cdot I} & \frac{5 \cdot \ell_n}{6 \cdot E \cdot I} & 0 & 0 \\ \frac{5 \cdot \ell_n}{6 \cdot E \cdot I} & \frac{22 \cdot \ell_n}{6 \cdot E \cdot I} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \beta^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \beta^{-1} \end{vmatrix}. \quad (5.352)$$

11. Матрица коэффициентов уравнений равновесия при наличии упругих опор:

$$A = - \begin{vmatrix} \frac{11}{30 \cdot \ell_n} & -\frac{1}{5 \cdot \ell_n} & 1 & 0 \\ -\frac{1}{5 \cdot \ell_n} & \frac{11}{30 \cdot \ell_n} & 0 & 1 \end{vmatrix}. \quad (5.353)$$

12. Транспонированная матрица уравнений равновесия:

$$A^T = - \begin{vmatrix} \frac{11}{30 \cdot \ell_n} & -\frac{1}{5 \cdot \ell_n} \\ -\frac{1}{5 \cdot \ell_n} & \frac{11}{30 \cdot \ell_n} \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix}. \quad (5.354)$$

13. Обращая матрицу B , получаем матрицу внутренней жесткости:

$$C = B^{-1} = \frac{E \cdot I}{153 \cdot \ell_n} \begin{vmatrix} 44 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & 44 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{153 \cdot \ell_n \cdot \beta}{E \cdot I} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{153 \cdot \ell_n \cdot \beta}{E \cdot I} \end{vmatrix}. \quad (5.355)$$

14. Выполнив операции над матрицами (5.353), (5.354) и (5.355), находим матрицу внешней жесткости по формуле:

$$R = A \times C \times A^T = \frac{E \cdot I}{68850 \cdot \ell_n^3} \begin{vmatrix} 4114 + \kappa & -3689 \\ -3689 & 4114 + \kappa \end{vmatrix}, \quad (5.356)$$

$$\text{где } \kappa = \frac{68850 \cdot \ell_n^3 \cdot \beta}{E \cdot I} [76]. \quad (5.357)$$

15. Матрица внешней податливости будет иметь вид:

$$L = R^{-1} = \frac{68850 \cdot \ell_n^3}{E \cdot I \cdot (\kappa^2 + 8224 \cdot \kappa + 3316275)} \begin{vmatrix} 4114 + \kappa & 3689 \\ 3689 & 4114 + \kappa \end{vmatrix}. \quad (5.358)$$

16. По формуле (5.350) коэффициент β равен:

$$\begin{aligned} \beta &= \left(\frac{E \cdot A_{n_1}}{1292 \cdot \ell_n} + \frac{E \cdot A_{n_2}}{2608 \cdot \ell_n} \right) \cdot \frac{1}{\text{ctg}^2 \alpha} + \frac{E \cdot A_p \cdot \sin^2 \alpha}{24 \cdot \ell_p} = \left(\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 10,36 \cdot 10^{-4}}{1292 \cdot 6} + \right. \\ &+ \left. \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 68,61 \cdot 10^{-4}}{2608 \cdot 6} \right) \times \frac{1}{\text{ctg}^2 45^\circ} + \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 10,01 \cdot 10^{-4} \cdot \sin^2 45^\circ}{24 \cdot 4,242} = \\ &= 11,57 \cdot 10^5 \text{ Н/м}. \end{aligned}$$

17. Находим коэффициент κ по формуле (5.357)

$$\kappa = \frac{68850 \cdot 6^3 \cdot 11,57 \cdot 10^5}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,9997 \cdot 10^{-4}} = 167084.$$

18. Из формулы (5.358) определяем вектор прогибов трубопровода в точках опирания на ферму:

$$\begin{aligned} Y_1 = Y_2 &= \frac{68850 \cdot \ell_n^3}{E \cdot I \cdot (\kappa^2 + 8224 \cdot \kappa + 3316275)} [(4114 + \kappa) \cdot P_{mp} + 3689 \cdot P_{mp}] = \\ &= \frac{68850 \cdot 6^3}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,9997 \cdot 10^{-4} \cdot (167084^2 + 8224 \cdot 167084 + 3316275)} \times \\ &\times [(4114 + 167084) \cdot 72261 + 3689 \cdot 72261] = 0,0623 \text{ м}. \end{aligned}$$

19. Определяем внутренние силовые факторы:

$$\overline{N} = -C \times A^T \times L = \frac{1}{(\kappa^2 + 8224 \cdot \kappa + 3316275)} \times$$

$$\times \begin{vmatrix} 12874950 \cdot \ell + 8160 \cdot \kappa \cdot \ell_n & 7022700 \cdot \ell_n - 5610 \cdot \kappa \cdot \ell_n \\ 7022700 \cdot \ell_n - 5610 \cdot \kappa \cdot \ell_n & 12874950 \cdot \ell_n + 8160 \cdot \kappa \cdot \ell_n \\ 4114 \cdot \kappa + \kappa^2 & 3689 \cdot \kappa \\ 3689 \cdot \kappa & 4114 \cdot \kappa + \kappa^2 \end{vmatrix}.$$

20. Находим изгибающие моменты в трубопроводе:

$$M_1 = M_2 = \frac{[(12874950 \cdot \ell_n + 8160 \cdot \kappa \cdot \ell_n) \cdot P_{mp} + (7022700 \cdot \ell_n - 5610 \cdot \kappa \cdot \ell_n) \cdot P_{mp}]}{(\kappa^2 + 8224 \cdot \kappa + 3316275)} =$$

$$= \frac{[(12874950 \cdot 6 + 8160 \cdot 167084 \cdot 6) \cdot 72261 + (7022700 \cdot 6 - 5610 \cdot 167084 \cdot 6) \cdot 72261]}{(167084^2 + 8224 \cdot 167084 + 3316275)} =$$

$$= 6600,3 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

21. Продольные напряжения от внутреннего давления по формуле (2.11)

$$\sigma_{np.p} = 1,1 \frac{5,5 \cdot 10^6 \cdot 0,512}{4 \cdot 9 \cdot 10^{-3}} = 86,04 \cdot 10^6 \text{ Па} = 86,04 \text{ МПа}.$$

22. Напряжения от изгиба по формуле (5.203)

$$\sigma_{изг} = \frac{6600,3}{1,466 \cdot 10^{-3}} = 4,502 \cdot 10^6 \text{ Па} = 4,502 \text{ МПа}.$$

23. Проверяем условие прочности (5.202)

$$\sigma_{max} = 86,04 + 4,502 = 90,504 < R_2 = 276,26 \text{ МПа}.$$

Видим, что прочность трубопровода обеспечивается.

Если трубопровод внутри фермы будет опираться более чем в двух точках, то количество упруго-податливых опор при расчете по предложенной методике будет соответствовать числу точек опирания. В этом случае просто увеличится порядок матриц и изменится коэффициент β .

Используя принцип расчета неразрезных балок матричным способом покажем предложенную методику еще на одном простом примере при следующих исходных данных: нефтепровод диаметром 1020 мм, толщина стенки $\delta_n = 10$ мм, материал трубы – сталь 17Г1С; $a = 36$ м; $\alpha = 45^\circ$; $I = 4,121608 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$; $P = 332 \text{ кН}$; $E = 2,06 \cdot 10^{11} \text{ Па}$; $A_n = 163,4 \text{ см}^2$; $A_p = 32,16 \text{ см}^2$; $\ell_p = 4,242 \text{ м}$; $\ell_n = 6 \text{ м}$; рабочее давление $p = 5 \text{ МПа}$; высота поддерживающей фермы 3 м; ширина 2,02 м; материал фермы Ст.3.

Расчетная схема трубопроводного перехода показана на рис. 5.50.

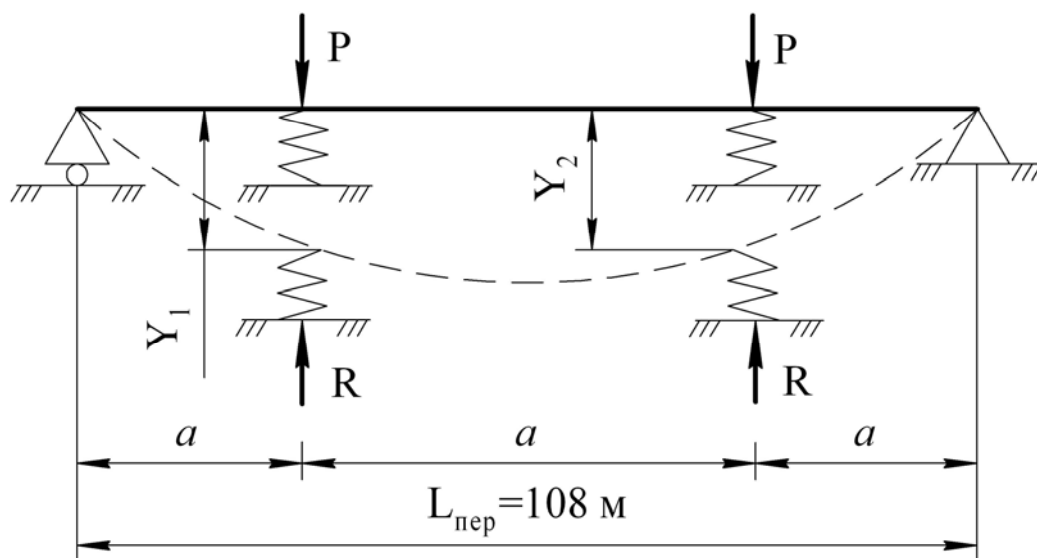


Рис.5.50. Расчетная схема трубопроводного перехода

Основные результаты расчета следующие.

Жесткость промежуточных опор β определялась из выражения для прогиба фермы f в точках приложения внешней нагрузки.

$$\beta = \left(\frac{E \cdot A_n}{1442 \operatorname{ctg}^2 \alpha \cdot \ell_n} + \frac{E \cdot A_p \cdot \sin^2 \alpha}{6 \cdot \ell_p} \right) = 26,8 \cdot 10^6 \text{ Н/м.} \quad (5.359)$$

Матрица внутренней податливости, полученная из выражения для потенциальной энергии внутренних сил, будет иметь вид:

$$B = \begin{vmatrix} \frac{4a}{6EI} & \frac{a}{6EI} & 0 & 0 \\ \frac{a}{6EI} & \frac{4a}{6EI} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \beta^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \beta^{-1} \end{vmatrix}. \quad (5.360)$$

Матрица коэффициентов уравнений равновесия при наличии упругих опор:

$$A = - \begin{vmatrix} \frac{2}{a} & -\frac{1}{a} & 1 & 0 \\ \frac{1}{a} & \frac{2}{a} & 0 & 1 \end{vmatrix}. \quad (5.361)$$

Обращая матрицу B , получаем матрицу внутренней жесткости:

$$C = B^{-1} = \frac{2EI}{5a} \begin{vmatrix} 4 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{5\alpha\beta}{2EI} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{5\alpha\beta}{2EI} \end{vmatrix}. \quad (5.362)$$

Выполнив операции над матрицами (5.361) и (5.362), находим матрицу внешней жесткости:

$$R = A \times C \times A^T = \frac{2E \cdot I}{5a^3} \begin{vmatrix} 24 + 2,5\kappa & -21 \\ -21 & 24 + 2,5\kappa \end{vmatrix}, \quad (5.363)$$

где $\kappa = \frac{\alpha^2 \cdot \beta}{E \cdot I}$.

Тогда матрица внешней податливости будет иметь вид:

$$L = R^{-1} = \frac{5a^3}{2E \cdot I \cdot 6,25(\kappa + 18)(\kappa + 1,2)} \begin{vmatrix} 24 + 2,5\kappa & 21 \\ 21 & 24 + 2,5\kappa \end{vmatrix}. \quad (5.364)$$

По формуле (5.364) можно определить вектор прогибов трубопровода в точках опоры на ферму:

$$Y_1 = Y_2 = \frac{5a^3}{2E \cdot I_{mp} \cdot 6,25(\kappa + 18)(\kappa + 1,2)} \times [(24 + 2,5\kappa) \cdot P + 21P] = 0,433 \text{ м.} \quad (5.365)$$

Затем определяем внутренние силовые факторы:

$$\begin{aligned} \overline{N} &= -C \times A^T \times L = \frac{a}{6,25(\kappa + 18)(\kappa + 1,2)} \\ &\times \begin{vmatrix} 90 + 22,5\kappa & 45 - 15\kappa \\ 45 - 15\kappa & 90 + 22,5\kappa \\ \frac{\beta 5\alpha^2(24 + 2,5\kappa)}{2EI} & \frac{\beta 105\alpha^2}{2EI} \\ \frac{\beta 105\alpha^2}{2EI} & \frac{\beta 5\alpha^2(24 + 2,5\kappa)}{2EI} \end{vmatrix}, \end{aligned} \quad (5.366)$$

в том числе изгибающие моменты в трубопроводе:

$$\begin{aligned} M_1 = M_2 &= \frac{a}{6,25(\kappa + 18)(\kappa + 1,2)} [(90 + 22,5\kappa)P + (45 - 15\kappa)P] = \\ &= 340674,5 \text{ Н} \cdot \text{м} \end{aligned} \quad (5.367)$$

Условие прочности

$$\sigma_{np.p} = 1,1 \frac{5,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{4 \cdot 10 \cdot 10^{-3}} + \frac{340674,5}{7,934 \cdot 10^{-3}} = 186,68 \cdot 10^6 \text{ Па} = 186,68 \text{ МПа} < R_2 = 276,26 \text{ МПа},$$

видим, что прочность трубопровода также обеспечивается.

Пример 5.12. Рассчитать несущий канат гибкого висячего перехода газопровода через реку шириной 170 м.

Исходные данные: участок категории I; $D_n \times \delta_n = 1020 \times 15,2$ мм; $q_m = 4140$ Н/м; $q_{прод} = 737$ Н/м; $q_{сн} = 490$ Н/м; $q_{лед} = 220$ Н/м; $\Delta t = -40^\circ$ при охлаждении.

Решение

1. Задаемся геометрическими параметрами перехода.

Длину пролета L принимаем равной 200 м, тогда стрела провисания $f = 20$ м, Пилоны примем равновысотные, анкерные опоры расположим на одном уровне с основанием пилона $h_1 = 2,0$ м, $h_2 = 3,0$ м.

2. Расчетная нагрузка от веса трубопровода

$$q_{тр} = q_m + q_{прод} + q_{сн} + q_{лед} = 4140 + 737 + 490 + 220 = 5587 \text{ Н/м}.$$

3. Расчетная нагрузка на несущий канат с учетом собственного веса подвесной системы

$$q = 1,15 q_{тр} = 1,15 \cdot 5587 = 6425 \text{ Н/м}.$$

4. Длина каната между пилонами по формуле (5.239)

$$S_k = 200 \cdot \left[1 + \frac{8}{3} \cdot \left(\frac{20}{200} \right)^2 \right] = 205,3 \text{ м}.$$

5. Угол наклона тросовой оттяжки по формуле (5.240)

$$\varphi_o = \arccos \frac{L}{\sqrt{16f^2 + L^2}} = \arccos \frac{200}{\sqrt{16 \cdot 20^2 + 200^2}} = 21,8^\circ.$$

6. Высота пилон по формуле (5.243)

$$H_n = 20 + 2 + 3 = 25 \text{ м}.$$

7. Расстояние между пилоном и анкерной опорой по формуле (5.241)

$$\ell_{a.n} = \frac{25}{\operatorname{tg} 21,8^\circ} = 62,5 \text{ м}.$$

8. Длина тросовых оттяжек по формуле (5.244)

$$S_{om} = \frac{62,5}{\cos 21,8^\circ} = 67,3 \text{ м.}$$

9. Полная длина каната по формуле (5.245)

$$S = 205,3 + 2 \cdot 67,3 = 339,9 \text{ м.}$$

10. Распор несущего каната по формуле (5.248)

$$H = \frac{6,425 \cdot 200^2}{8 \cdot 20} = 1606 \text{ кН.}$$

11. Опорная реакция по формуле (5.250)

$$R_A = 6,425 \cdot 200 / 2 = 642,5 \text{ кН.}$$

12. Максимальное растягивающее усилие в несущем канате по формуле (5.249)

$$T_{max} = \sqrt{642,5^2 + 1606^2} = 1730 \text{ кН.}$$

13. Производим подбор несущего каната по условию (5.251)

$$T_{max} \cdot z_p = 1730 \cdot 4 = 6920 \text{ кН.}$$

Выбираем канат стальной двойной свивки типа АК-Р конструкции 6×19(1+6+6/6) ГОСТ 2688-80 с маркировочной группой по временному сопротивлению разрыву 1800 МПа. При максимальном диаметре каната 56 мм $F_o = 1740$ кН, таким образом, следует скомпоновать несущий канат из 4-х ветвей: $4 \times 1740 = 6960$ кН. Тогда условие (5.251) выполняется $6960 > 6920$.

14. Укорочение каната по формуле (5.252)

$$\Delta S_{\kappa.t} = 1,2 \cdot 10^{-5} (-40^\circ) \cdot 205,3 = -0,0985 \text{ м.}$$

15. Укорочение оттяжек по формуле (5.253)

$$\Delta S_{om.t} = 162 \cdot 10^{-5} (-40^\circ) \cdot 67,3 = -0,0565 \text{ м.}$$

16. Удаление опорных точек каната по формуле (5.254)

$$\Delta L_t = 2 \cdot \frac{-0,0565}{21,8^\circ} = -0,12 \text{ м.}$$

17. Для расчета σ_κ по формуле (5.257) определим ориентировочно суммарную площадь поперечного сечения проволок каната F_κ как частное от деления разрывного усилия F_o на временное сопротивление разрыву

$$F_\kappa = 1,740 / 1800 = 0,00097 \text{ м}^2.$$

При четырех ветвях $F_{\kappa} = 0,00097 \cdot 4 = 0,00388 \text{ м}^2$, откуда

$$\sigma_{\kappa} = 1730/0,00388 = 446 \cdot 10^3 \text{ кПа} = 446 \text{ МПа}.$$

18. Напряжения по формуле (3.256) при $q_{\text{сн}} + q_{\text{лед}} = 490 + 220 = 710 \text{ Н/м}$

$$\sigma_{\kappa\text{ц}} = 446 \cdot \frac{710}{6425} = 49,3 \text{ МПа}.$$

19. Модуль упругости каната по формуле (5.258)

$$E_{\kappa} = 0,64 \cdot 2,1 \cdot 10^5 = 1,344 \cdot 10^5 \text{ МПа}.$$

20. Удлинение каната от действия $q_{\text{сн}} + q_{\text{лед}}$ по формуле (5.255)

$$\Delta S_{\kappa,q} = 49,3 \cdot 205,3 / 1,344 \cdot 10^5$$

21. Удлинение оттяжек от действия $q_{\text{сн}} + q_{\text{лед}}$ по формуле (5.259)

$$\Delta S_{\text{от},q} = 49,3 \cdot 67,3 / 1,344 \cdot 10^5 = 0,0247 \text{ м}.$$

22. Сближение опорных точек каната по формуле (5.260)

$$\Delta L_q = 2 \cdot \frac{0,0247}{21,8} = 0,00226 \text{ м}.$$

23. Суммарное изменение расстояния между опорными точками по формуле (5.261)

$$\Delta L = 0,00226 - 0,12 = -0,11774 \text{ м}.$$

24. Суммарное изменение длины каната по формуле (5.262)

$$\Delta S_{\kappa,q} = 0,0753 - 0,0985 = -0,0232 \text{ м}.$$

25. Увеличение стрелы провисания каната по формуле (5.263)

$$\Delta f_q = \frac{15 \cdot 0,0753}{\frac{16 \cdot 20}{200} \cdot \left[5 - 24 \left(\frac{20}{200} \right)^2 \right]} + \frac{15 - 40 \left(\frac{20}{200} \right)^2 + 288 \left(\frac{20}{200} \right)^4}{\frac{16 \cdot 20}{200} \cdot \left[5 - 24 \left(\frac{20}{200} \right)^2 \right]} \cdot 0,00226 = 0,00226 \text{ м}.$$

26. Общее изменение стрелы провисания каната по формуле (5.264)

$$\Delta f = \frac{15 \cdot (-0,0232) + \left[15 - 40 \left(\frac{20 + 0,25}{200 - (-0,0668)} \right)^2 + 288 \left(\frac{20 + 0,25}{200 - (-0,0668)} \right)^4 \right] \cdot (-0,0668)}{16 \cdot \frac{20 + 0,25}{200 - (-0,0668)} \cdot \left[5 - 24 \left(\frac{20 + 0,25}{200 - (-0,0668)} \right)^2 \right]} = -0,172 \text{ м}.$$

27. Фактическая длина каната по формуле (5.265)

$$L_{\text{факт}} = 200 - (-0,0668) = 200,0668 \text{ м.}$$

28. Фактическая стрела провисания по формуле (5.266)

$$f_{\text{факт}} = 20 + (-0,172) = 19,828 \text{ м.}$$

29. Максимальное усилие в несущем канате по формуле (5.267)

$$T_{\text{max}} = \frac{6,425 \cdot 200,0668}{2} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{200,0668}{4 \cdot 19,828} \right)^2} = 1744 \text{ кН.}$$

30. При этом значении T_{max} условие (5.251) перестает выполняться
 $1744 \cdot 4 = 6976 > 6960$.

Необходимо подобрать другие канаты и повторить расчет.

Пример 5.13. Рассчитать двухтрубный арочный переход в бесшарнирном исполнении на прочность и устойчивость при следующих данных: $D_n \times \delta = 520 \times 8 \text{ мм}$; $F = 131 \text{ см}^2$; $I = 4,4 \cdot 10^4$; $W = 1680 \text{ см}^3$; $EI = 9,24 \cdot 10^4 \text{ кН} \cdot \text{м}^2$.

Расчетные нагрузки:

- собственный вес конструкции	$q_k = 3500 \text{ Н/м}$;
- нефть в двух трубах	$q_{np} = 4070 \text{ Н/м}$;
- пешеходы, гололед	$q_{дон} = 1880 \text{ Н/м}$;
- всего	$q = 9450 \text{ Н/м} = 9,45 \text{ кН/м}$.

Параметры арки: $\ell = 48 \text{ м}$; $f = 5 \text{ м}$; материал – сталь 17ГС; $R_2 = 261 \text{ МПа}$.

Решение

1. Длина дуги арки по формуле (5.292)

$$\ell_a = 48 \left[1 + \frac{8}{3} \left(\frac{5}{48} \right)^2 \right] = 49,3 \text{ м.}$$

2. Усилия в спаренной арке от полной симметричной вертикальной нагрузки (см.табл.5.15)

$$k = \frac{1}{1 + \frac{45 \cdot 4,4 \cdot 10^{-4}}{4 \cdot 131 \cdot 10^{-4} \cdot 5^2}} \approx 1 ;$$

$$A = B = \frac{9,45 \cdot 48}{2} = 226,8 \text{ кН};$$

$$H = \frac{945 \cdot 48^2}{85} = 544,3 \text{ кН.}$$

Моменты $M_A = M_B = M_C = 0$; в четверти

$$M_{\ell/4} = A \frac{\ell}{4} - Hy_{\ell/4} - \frac{q\ell^2}{32} = 226,8 \frac{48}{4} - 544,3 \cdot 0,75 \cdot 5 - \frac{9,45 \cdot 48^2}{32} = 0,$$

т.е. имеем случай рациональной формы оси арки, когда моменты во всех сечениях равны нулю.

3. Усилия в двух трубах от собственного веса конструкции и несимметричной нагрузки нефтью в момент заполнения труб (трубы заполнены на половину пролета)

$$A = \frac{3,5 \cdot 48}{2} + \frac{13}{32} \cdot 4,07 \cdot 48 = 163,5 \text{ кН};$$

$$B = \frac{3,5 \cdot 48}{2} + \frac{3}{32} \cdot 4,07 \cdot 48 = 102,3 \text{ кН};$$

$$H = \frac{3,5 \cdot 48^2}{8 \cdot 5} + \frac{4,07 \cdot 48^2}{16 \cdot 5} = 318,8 \text{ кН};$$

$$M_A = -\frac{4,07 \cdot 48^2}{64} = -146,5 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_B = 146,5 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_C = 0.$$

4. При данном загрузении наибольшие напряжения

$$\sigma = \frac{146,5 \cdot 10^3}{2 \cdot 1680 \cdot 10^{-6}} + \frac{31,88 \cdot 10^3}{2 \cdot 131 \cdot 10^{-4}} = 5575 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 55,75 \text{ МПа} < R_2 = 261 \text{ МПа}.$$

5. По формуле (5.295) условие обеспечения продольной устойчивости

$$N = \sqrt{226,8^2 + 544,3^2} \leq N_{кр} = \frac{8 \cdot \pi^2 \cdot 9,24 \cdot 10^4}{49,3^2};$$

$$589,7 \text{ кН} < 3002 \text{ кН}.$$

6. По формуле (5.296) условие обеспечения поперечной устойчивости

$$9,45 \leq q_{кр} = 60,7 \frac{9,24 \cdot 10^4}{48^2}; \quad 9,45 \text{ кН/м} < 507 \text{ кН/м}.$$

Следовательно, условия прочности и устойчивости для данных случаев загрузки арочного перехода обеспечиваются.

Аналогичным образом могут быть проверены прочность и устойчивость и для других расчетных случаев, например для горизонтального смещения пяты равномерного нагрева на t С и т.д.

Пример 5.14. Рассчитать на прочность защитный футляр на переходе трубопровода диаметром $D_n = 1020$ мм через автодорогу.

Исходные данные: $H = 2,5$ м; грунт – насыпной, $\gamma_{гр.ср} = 17$ кН/м³; $\varphi_{гр} = 27^\circ$; $f_{кр} = 0,5$; $k_o = 1 \cdot 10$ кН/м³; полотно дороги – бетонное, $h_{нк} = 0,2$ м; $E_n = 2 \cdot 10^7$ кПа; $\mu = 0,17$; давление от подвижного состава создается трехосным автомобилем; расчетное сопротивление материала футляра $R_2 = 260$ МПа.

Решение

1. Ориентировочное значение диаметра защитного футляра по формуле (5.297)

$$D_k = 1020^2 / (0,9 \cdot 1020 - 85) = 1249 \text{ мм.}$$

Принимаем $D_k = 1220$ мм; $r_k = 610$ мм.

2. Ширина свода обрушения по формуле (5.301)

$$B = 1,22 \cdot \left[1 + \operatorname{tg} \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) \right] = 1,97 \text{ м.}$$

3. Высота свода обрушения по формуле (5.300)

$$h_{св} = 1,97 / 2 \cdot 0,5 = 1,97 \text{ м.}$$

4. Как видно, $h_{св} < H$, следовательно, над футляром образуется свод естественного обрушения, и значения $q_{гр.в}$ и $q_{гр.б}$ определяем по формулам (5.299) и (5.303), соответственно:

$$q_{гр.в} = 1,2 \cdot 17 \cdot 1,97 = 40,2 \text{ кПа;}$$

$$q_{гр.б} = 1,2 \cdot 17 \cdot \left(1,97 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{27^\circ}{2} \right) = 19,76 \text{ кПа.}$$

5. Момент инерции полотна дороги по формуле (5.308)

$$I_n = 1,0 \cdot 0,2^3 / 12 = 0,000667 \text{ м}^4.$$

6. Цилиндрическая жесткость полотна дороги по формуле (5.307)

$$D_n = \frac{2 \cdot 10^7 \cdot 0,000667}{1 - 0,17^2} = 13,7 \cdot 10^3 \text{ кН} \cdot \text{м}^2.$$

7. Коэффициент жесткости полотна дороги по формуле (5.306)

$$\alpha_{жс} = \sqrt[4]{\frac{1 \cdot 10^5 \cdot 1,0}{4 \cdot 13,7 \cdot 10^3}} = 1,162 \frac{1}{\text{м}}.$$

8. Параметр a' по формуле (5.311)

$$a' = \frac{3 \cdot \pi}{4 \cdot 1,162} = 2,03 \text{ м.}$$

таким образом, зона распространения суммарной эпюры реакции основания определим как сумму

$$2a = 2,03 + 1,6 + 2,03 = 5,66 \text{ м.}$$

9. Максимальное значение реакции основания $\varphi_{x\max}$ имеет место в точках x_2 и x_3 , равных нулю, когда $\eta = 1,0$ (см. формулу 5.309):

$$\varphi_{x\max} = \frac{156 \cdot 1,162}{2 \cdot 1,0} \cdot 1,0 = 90,6 \text{ кПа.}$$

10. Тогда нагрузка $q = \varphi_{x\max} = 90,6 \text{ кПа.}$

11. По формуле (5.312) находим $\sigma_{z\max}$ при $x = 0$ и $z = H = 2,5 \text{ м}$

$$\sigma_z = \frac{90,6}{\pi} \cdot \left(\arctg \frac{2,83}{2,5} + \arctg \frac{2,83}{2,5} \right) - \frac{2 \cdot 2,83 \cdot 90,6 \cdot 2,5 \cdot (-2,5^2 - 2,83^2)}{\pi \cdot \left[(2,5^2 - 2,83^2)^2 + 4 \cdot 2,83^2 \cdot 2,5^2 \right]} = 77,5 \text{ кПа.}$$

12. Находим $\sigma_{z\max}$ (см. табл. 5.24)

$$\frac{z}{a} = \frac{2,5}{2,83} = 0,883 \rightarrow \frac{\sigma_{z\max}}{q} = 0,850 \rightarrow \sigma_{z\max} = 77 \text{ кПа.}$$

Как видим, результаты расчетного и табличного определения $\sigma_{z\max}$ достаточно хорошо согласуются.

13. Расчетное давление от подвижного транспорта по формуле (5.319)

$$q_n = 1,1 \cdot 77,5 = 85,3 \text{ кПа.}$$

14. Расчетное сжимающее усилие по формуле (5.315)

$$N = -0,61 \cdot (40,2 + 85,3) = -76,6 \text{ кН/м.}$$

15. Расчетный изгибающий момент по формуле (5.316)

$$M = 0,25 \cdot 0,61^2 \cdot (40,2 + 85,3 - 19,76) = 9,837 \text{ кН·м/м.}$$

16. Толщина стенки футляра (кожуха) по формуле (5.314)

$$\delta_k = -\frac{76,6 \cdot 10^3}{2 \cdot 260 \cdot 10^6} + \sqrt{\left(-\frac{76,6 \cdot 10^3}{2 \cdot 260 \cdot 10^6} \right)^2 + \frac{6 \cdot 9,837 \cdot 10^3}{260 \cdot 10^6}} = 14,92 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 14,92 \text{ мм.}$$

Пример 5.15. Определить требуемую мощность при прокладке защитного футляра способом горизонтального бурения на переходе трубопровода диаметром $D_n = 1020$ мм через железную дорогу.

Исходные данные: грунт – песок с примесью щебня и гравия $\varphi_{zp} = 36^\circ$.

1. Задаемся дополнительными данными:

- диаметр скважины $D_c = 1260$ мм (табл. 5.31);
- диаметр шнека $D_{ш} = 1165$ мм (табл. 5.31);
- шаг шнека $S = 800$ мм (табл. 5.29);
- угол подъема винтовой линии поверхности шнека $\alpha_1 = 34^\circ 20'$ (табл. 4.29);
- число режущих граней на головке $m_p = 2$;
- коэффициент разрыхления транспортируемого грунта $k_p = 1,5$ (табл. 5.30);
- коэффициент трения грунта по винтовой поверхности шнека в покое $f_o = 0,53$ (табл. 5.33);
- коэффициент трения грунта по винтовой поверхности шнека в движении $f_t = 0,46$ (табл. 5.33);
- коэффициент, характеризующий физико-механические свойства грунта $k_{cp} = 9$ (табл. 5.32);
- плотность разрыхленного грунта $\rho = 1500 \text{ кг/м}^3 = 1,5 \text{ т/м}^3$;
- плотность грунта в массиве $\rho_2 = 1600 \text{ кг/м}^3$.

2. Минимальная частота вращения шнека и режущей головки по формуле (5.340)

$$n_{min} = \frac{9}{\sqrt{1,165}} = 8,34 \text{ об/мин.}$$

3. Максимально возможная частота вращения шнека по формуле (5.341)

$$n_{max} = 42,3 \sqrt{\frac{1}{1,165} \cdot \left[\frac{0,5(\cos 34,20 - 0,46 \sin 34,20)}{0,53(0,46 \cos 34,20 + \sin 34,20)} + 0,86 \right]} = 47 \text{ об/мин.}$$

4. Высота заполнения шнека используя формулу (5.339)

$$h_{max} = L_t \operatorname{tg} \varphi_t = S \cdot \operatorname{tg}(0,9 \varphi_{zp}) = 0,8 \operatorname{tg}(0,9 \cdot 36) = 0,51 \text{ м.}$$

5. Коэффициент объемного наполнения шнека при

$$\frac{h_{max}}{R_{ш}} = \frac{0,51 \cdot 2}{1,165} = 0,875. \quad \psi_v = 0,125 \text{ (рис. 5.43).}$$

6. Скорость бурения по формуле (5.338)

$$\nu_{\delta} = \frac{47 \cdot 0,8 \cdot 0,125}{1,5} \cdot \left(\frac{1,165}{1,260} \right)^2 = 2,68 \text{ м/ч.}$$

7. Коэффициент удельного сопротивления грунта при толщине стружки срезаемого грунта $h_c = 0,2$ см и $\nu_{\delta} = 2,68$ м/ч.

$$\kappa = 40 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 \text{ (рис. 5.42).}$$

8. Среднее усилие, необходимое для разрушения грунта режущей головкой, по формуле (5.237)

$$P_{cp} = 40 \cdot 10^5 \cdot 0,002 \cdot \frac{1,26}{2} \cdot 2 = 10080 \text{ Н.}$$

9. Мощность, затрачиваемая на бурение скважины, по формуле (5.336)

$$N_{\delta} = 10080 \cdot \frac{1,165}{2} \cdot \frac{\pi \cdot 47}{30} = 28900 \text{ Вт} = 28,9 \text{ кВт.}$$

10. Производительность шнекового транспортера по формуле (5.343)

$$Q_{ш} = 60 \cdot \frac{\pi \cdot 1,165^2}{4} \cdot 0,8 \cdot 47 \cdot 1,5 \cdot 0,125 = 450,9 \text{ т/ч.}$$

11. Мощность, затрачиваемая на перемещение грунта шнеком, по формуле (5.342) при поправочном коэффициенте $k_o = 1,9$, коэффициента сопротивления насыпного грунта транспортированию $W_T = 40$ (рис. 5.44) и длина шнека $L_{ш} = 30$ м.

$$N_{ш} = \frac{450,9 \cdot 30}{3,6 \cdot 10^6 \cdot 1,9} \cdot 40 \cdot 9,8 = 0,78 \text{ кВт.}$$

12. Масса единицы длины защитного футляра (кожуха) по формуле (5.348) при толщине $\delta_k = 14,3$ мм, внутреннем диаметре $D_{кв} = 1220 - 14,3 \cdot 2 = 1191,4$ мм и $\rho_{cm} = 7850$ кг/м³

$$G_k = \frac{\pi}{4} (1,22^2 - 1,1914^2) \cdot 7850 = 425,2 \text{ кг/м.}$$

13. Масса единицы длины шнека по формуле (5.347)

$$G_{ш} = 0,6 \cdot 425,2 = 255,1 \text{ кг/м.}$$

14. Масса грунта на единицу длины шнека по формуле (5.349)

$$G_{cp} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1914^2 \cdot 1500 \cdot 0,125 = 209 \text{ кг/м.}$$

15. Масса единицы длины шнекового транспортера с разрабатываемым грунтом по формуле (5.346)

$$G_k = 255,1 + 209 = 464,1 \text{ кг/м.}$$

16. Мощность затрачиваемая на продавливание футляра по формуле (5.345) при высоте насыпи $h_n = 1$ м, толщина материкового грунта над футляром $h_m = 2$ м площади действия нагрузок на футляр $F=11 \text{ м}^2$ (рис. 5.46), коэффициента трения стали о грунт $f = 0,6$ и временной нагрузке

$$q_T = 0,627 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 \text{ (табл. 5.34)}$$

$$N_{np} = \frac{\left\{ \left[3(1500 \cdot 1 + 1600 \cdot 2) \cdot 1,22 + \frac{\pi}{4} (1,22^2 - 1,0914^2) \cdot 7850 + 464,1 \right] \cdot 30 \cdot 9,81 + 0,627 \cdot 10^6 \cdot 11 \right\}}{60 \cdot 10^3 \cdot 1,5 \cdot 1,26^2} \cdot 0,6 \cdot 0,8 \cdot 0,125 \cdot 1,165^2 = 6,96 \text{ кВт.}$$

17. Требуемая мощность установки горизонтального бурения по формуле (5.335)

$$N_y = 28,9 + 0,78 + 6,96 = 36,64 \text{ кВт.}$$

Если принять длину шнека $L_{ш} = 60$ м и произвести расчет в той же последовательности, то окончательно получим:

$$N_y = 28,9 + 1,56 + 8,95 = 39,41 \text{ кВт.}$$

Как видно из табл. 5.28, установка горизонтального бурения УГБ-2, предназначенная для прокладывания защитного футляра диаметром 1220 мм, обладает мощностью 40,5 – 44 кВт и вполне может использоваться при исходных данных рассматриваемого примера.

6.1. Общие сведения об обслуживании и ремонте линейной части магистральных газонефтепроводов

Надежное функционирование линейной части магистральных трубопроводов, в числе других факторов, определяется также качеством их технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание – комплекс мероприятий по содержанию исправного или работоспособного состояния магистрального трубопровода или его элементов.

Исправное состояние – это состояние трубопровода, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и конструкторской документации.

Работоспособное состояние – это состояние трубопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданную функцию, соответствует нормативной и конструкторской документации.

Техническое состояние – состояние оборудования или трубопровода, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях окружающей среды, определенными значениями параметров, зафиксированными в технической документации.

Техническое диагностирование – определение технического состояния объекта, включающее: контроль технического состояния, поиск места и причин отказа, прогнозирование технического состояния.

Контроль технического состояния – проверка соответствия значений параметров трубопровода или оборудования требованиям нормативно-технической документации и определение на этой основе одного из видов технического состояния (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное, аварийное).

Ремонт – комплекс мероприятий по восстановлению исправности и работоспособности, исправного и работоспособного состояния, а также ресурса магистрального трубопровода и его элементов.

Капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановления ресурса трубопровода.

^{*)} Материалы разделов 6.3-6.7, 6.8.1 предоставлены сотрудниками ГУП «ИПТЭР» д.т.н., проф. Гумеровым А.Г., д.т.н., проф. Гумеровым Р.С., д.т.н., проф. Азметовым Х.А.

Средний ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры (для линейной части магистральных газопроводов не рассматривается).

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности трубопровода и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Аварийно – восстановительный ремонт – ремонтно-восстановительные работы, выполняемые после наступления аварийного отказа трубопровода (полного отказа функционирования).

Система технического обслуживания трубопроводов включает основные составляющие:

- контроль за нормальным функционированием трубопровода и проверка соответствия условий эксплуатации установленным нормам и регламентам;
- капитальный, средний и текущий (профилактический) ремонты трубопроводов или оборудования;
- аварийно-восстановительные работы.

Первая из составляющих имеет важнейшее профилактическое значение, так как в зависимости от конкретных условий эксплуатации в данный момент определяет потребности в обслуживании и профилактических мерах в полосе трубопровода. Изменение внешних условий эксплуатации трассы может привести к значительным изменениям безотказности, долговечности и безопасности трубопроводов. Например, размывы берега на подводном переходе или траншее трубопровода на склоне из-за водной эрозии могут привести к разрыву или потере устойчивости трубопровода. Заболачивание территории может вызвать уменьшение интегральной защищенности трубопровода от коррозии и т. п.

Методы капитального ремонта магистральных нефтепроводов классифицируются следующим образом.

1. Ремонт с заменой труб, выполняемый следующими способами:
 - путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего;
 - путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажем заменяемого;
 - путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.
2. Ремонт изоляционного покрытия, выполняемый следующими способами:
 - с подъемом трубопровода в траншее;
 - с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее;
 - без подъема с сохранением положения трубопровода.

3. Выборочный ремонт включает:

- ремонт участков, прилегающих к узлам линейной арматуры;
- ремонт участков длиной до $20 D_y$, где D_y – условный диаметр трубопровода, м;
- ремонт протяженных участков методом последовательных захваток или с использованием грунтовых опор;
- ремонт участков с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры.

Ремонт линейной части магистральных газопроводов подразделяется на следующие основные виды: аварийный, текущий и капитальный.

Аварийный ремонт – ликвидация аварий и повреждений на газопроводах.

Текущий ремонт – комплекс работ по систематическому и своевременному проведению профилактических мероприятий:

- ремонт изоляционных покрытий на участке трубопровода протяженностью до 500 м;
- подсыпка площадок;
- ремонт ограждений площадок;
- восстановление вдольтрассовых дорог;
- восстановление проектной глубины заложения трубопровода;
- устранение утечек газа.

Капитальный ремонт газопровода – комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого газопровода до проектных характеристик.

По характеру выполняемых работ капитальный ремонт линейной части газопроводов подразделяется на следующие виды:

- замена старой и дефектной изоляции;
- замена изоляции и восстановление стенки трубы или частичная замена труб;
- полная замена труб.

Ремонт методом полной замены труб может выполняться по схемам, сходным со способами аналогичного метода ремонта нефтепроводов.

6.2. Определение основных параметров организации капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов

При разработке проекта производства ремонтных работ должны быть решены следующие задачи [8]:

- 1) определено число линейных объектных ремонтно-строительных потоков (ЛОРСП);
- 2) определена структура ЛОРСП, т. е. количество частных потоков, специализирующихся на выполнении отдельных видов работ

(подготовительных, вскрышных, подъемно-очистных работ (ПОР), сварочно-восстановительных работ (СВР), изоляционно-укладочных работ (ИУР), очистки и испытания), их структура и оснащение техникой ;

3) определена продолжительность капитального ремонта (КР) трубопровода.

Число ЛОРСП определяется по формуле:

$$A = \sum \frac{L_i}{P_i}, \quad (6.1)$$

где L_i – общая протяженность подлежащих ремонту в течении года участков трубопровода данного диаметра, с учетом сложности трассы, км; P_i – среднегодовая продолжительность ЛОРСП при КР трубопровода данного диаметра, км/год:

$$L_i = \sum l_j (k_j + 1), \quad (6.2)$$

где l_j – суммарная протяженность подлежащих ремонту в течении года участков трубопровода данного диаметра, с одинаковой сложностью трассы, км; k_j – коэффициент, характеризующий сложность производства работ в различных условиях (пересеченная местность, болота, пустыни и т. д.).

Производительность ЛОРСП определяется к наиболее трудоемким процессам, какими обычно являются вскрышные работы (в скальных либо обводненных грунтах), но чаще ИУР. Тогда производительность ЛОРСП принимается равной производительности наиболее трудоемкого частного потока.

Среднегодовая производительность частного потока вскрышных работ при ремонте трубопроводов данного диаметра:

$$P_{вскр.} = kN \frac{P_m \cdot L_m + P_p \cdot L_p}{L_i}, \quad (6.3)$$

где k – коэффициент организационных перерывов ($k=0,6-0,8$); N – число рабочих смен (см) в году, см/год; P_m, P_p – нормативная сменная производительность вскрышных работ соответственно механизированным способом и вручную, км/см; L_m, L_p – соответственно суммарная протяженность участков трубопроводов данного диаметра, разрабатываемых механизировано и вручную, км/год.

Среднегодовая производительность частного потока ИУР при ремонте трубопроводов данного диаметра

$$P_{ИУР} = kN \frac{P_n L_n + P_{yc} L_{yc}}{L_i}, \quad (6.4)$$

где P_n, P_{yc} – нормальная сменная производительность ИУР при нормальном и усиленном типе изоляции, км/см; L_n, L_{yc} – соответственно суммарная протяженность участков с нормальными и усиленными типами изоляции, км/год.

Обычно при определении оснащенности частных потоков исходят из того, что производительность потоков ИУР известна, она определяется характеристиками использованных изоляционных и очистных машин. Тогда и

остальные частные потоки комплектуются таким образом, чтобы их производительность соответствовала производительности ИУР в различных условиях трассы.

Продолжительность капитального ремонта участка трубопровода определяется по формуле:

$$T = T_{np} + \sum \Delta T, \quad (6.5)$$

где T_{np} – приведенная продолжительность КР данного участка трубопровода, см; $\sum \Delta T$ – суммарное сближение между частными потоками ИУР и подготовительных работ, см.

Для определения $\sum \Delta T$ существует методика синхронизации производства работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов.

Так как ведущим частным потоком является поток ИУР, то T_{np} определяется для этого потока:

$$T_{np} = \left(\sum t_{nj} + \sum t_{nj} k_j \right) \cdot k_{noz} + \sum t_{nj} \cdot k_{ycj} + \sum t_{npj} + \sum t_{nbj} + \sum t_{испj} - \sum t_{npj} \cdot L_{ycj}, \quad (6.6)$$

где $\sum t_{nj}$ – продолжительность производства ИУР в нормальных условиях, см; k_{noz} – коэффициент, учитывающий увеличение продолжительности ИУР в зависимости от погодных условий; k_{ycj} – коэффициент, учитывающий увеличение продолжительности ИУР при нанесении усиленной изоляции; $\sum t_{npj}$ – увеличение продолжительности КР при пересечении препятствий по трассе (дороги, овраги, водотоки и т. п.), см; $\sum t_{nbj}$ – продолжительность перебазировок ЛОРСП, см; $\sum t_{испj}$ – продолжительность очистки и испытания отремонтированных участков трубопровода, см, при ремонте нефтепроводов без остановки перекачки

$$\sum t_{испj} = 0;$$

$t_{н.р.}$ – нормативная продолжительность производства ИУР на участке длиной 1 км, см/км; L_{ycj} – протяженность j – го участка с усиленной изоляцией, км.

$$t_{nj} = t_{np} \cdot L_j, \quad (6.7)$$

где L_j – протяженность j – го участка с нормальной изоляцией, км.

При планировании производства капитального ремонта участка трубопровода должно выполняться условие:

$$T \leq T_{пл}, \quad (6.8)$$

где $T_{пл}$ – плановая продолжительность капитального ремонта, которая зависит от важности трубопровода, метода ремонта и т. д. и устанавливается эксплуатирующей организацией.

Для определения продолжительности капитального ремонта участка трубопровода необходимо установить суммарное сближение между частными потоками ИУР и подготовительных работ $\sum \Delta t$. Синхронизация при капитальном ремонте заключается в выравнивании темпов отдельных видов работ и установке допустимых сближений между частными потоками для равномерного расходования ресурсов (рис. 6.1):

$$\sum \Delta t = \tau_{12} + t_2 + \tau_{23} + t_3 + \tau_{34} + t_4 + \tau_{45} + t_5, \quad (6.9)$$

где t_2 – продолжительность СВР на участке длиной L_2 , см; t_3 – продолжительность ПОР на участке длиной L_3 , см; τ_{12} – продолжительность ИУР на участке длиной L_{12} , см; τ_{23} – продолжительность СВР на участке длиной L_{23} , см; τ_{34} – продолжительность ПОР на участке длиной L_{34} , см; t_4 – продолжительность вскрышных работ на участке длиной L_4 , см; τ_{45} – продолжительность вскрышных работ на участке длиной L_{45} , см; t_5 – продолжительность подготовительных работ на участке длиной L_5 , см.

Считается, что $t_5 = 0$, $\tau_{45} = 0$, т.е. подготовительные и вскрышные работы ведутся одним потоком. При синхронизации работ принимается, что всегда выполняются следующие неравенства (рис. 6.2):

$$T'_1 \leq T''; \quad (6.10)$$

$$T_{i+1} \leq T_i; \quad (6.11)$$

$$t_2 = \frac{y(r) \cdot L_2}{N_{св} \cdot S_{св}}, \quad (6.12)$$

где $y(r)$ – среднеарифметическое значение числа повреждений на 1 м трубопровода, дефект/м; $N_{св}$ – число звеньев сварщиков в потоке СВР; $S_{св}$ – нормальная выработка звена сварщиков в смену, дефект/см.

$$t_3 = \frac{(P_T - 1) \cdot L_0}{P_{см.ПОР}}, \quad (6.13)$$

где P_T – число трубоукладчиков в потоке ПОР; L_0 – среднее расстояние между соседними трубоукладчиками, м; $P_{см.ПОР}$ – сменная производительность потока ПОР, м/см.

$$t_4 = \frac{\ell_в m_в + 2L_x}{P_{см.в}}, \quad (6.14)$$

где $\ell_в$ – длина захватки вскрышных работ, м, зависит от принятой схемы производства вскрышных работ и схемы ТБ; $m_в$ – коэффициент, учитывающий колебания объема вскрышных работ ($m = 1,3$); L_x – расстояние между соседними сварными стыками, м, входит в формулу (6.14) для того, чтобы обеспечить безопасное производство СВР при наварке муфты на дефектный стык; $P_{см.в}$ – сменная производительность потока вскрышных работ, м/см.

$$N_{св} = \frac{\rho_{св} \cdot \kappa_{св} \cdot y(r) \cdot P_{см.ИУР}}{\rho_{ИУР} \cdot \kappa_{ИУР} \cdot S_{св}}; \quad (6.15)$$

$$P_{см.ПОР} = \frac{\rho_{ПОР} \cdot \kappa_{ПОР} \cdot P_{см.ИУР}}{\rho_{ИУР} \cdot \kappa_{ИУР}}; \quad (6.16)$$

$$P_{см.в} = \frac{\rho_в \cdot \kappa_в \cdot P_{см.ИУР}}{\rho_{ИУР} \cdot \kappa_{ИУР}}, \quad (6.17)$$

где ρ_i – коэффициент, учитывающий плановое задание по повышению производительности труда при выполнении i – го вида работ; κ_i – коэффициент, учитывающий трудоемкость i – го вида работ.

Формулы (6.15) – (6.17) обеспечивают выравнивание темпов отдельных частных потоков, причем за основу берется производительность потока ИУР. Однако добиться абсолютно одинаковой производительности отдельных частных потоков практически невозможно. Поэтому при синхронизации производства работ добиваются того, чтобы темп каждого из частных потоков не уступал темпу потока ИУР:

$$\tau_{12} = \frac{x' + 2\ell'}{P_{см.ИУР}}, \quad (6.18)$$

где x' – расстояние между последней лежкой, на которой лежит трубопровод, и первым трубоукладчиком в колонне ИУР, м; ℓ' – расстояние между соседними лежками, м;

$$\tau_{23} = \frac{(x'' + 2\ell') \cdot \gamma(r)}{N_{св} \cdot S_{св}}, \quad (6.19)$$

где x'' – расстояние между последним трубоукладчиком в колонне ПОР и первой лежкой, на которую уложен трубопровод, м;

$$\tau_{34} = 1,25t_c + \frac{x''' + 2\ell_x}{P_{см.пор}}, \quad (6.20)$$

где t_c – нормальное время по сварке на дефектный сварной стык муфты одним звеном сварщиков, см; 1,25 – коэффициент, учитывающий стесненность производства работ в траншее; x''' – расстояние от места заземления трубопровода до первого трубоукладчика, м.

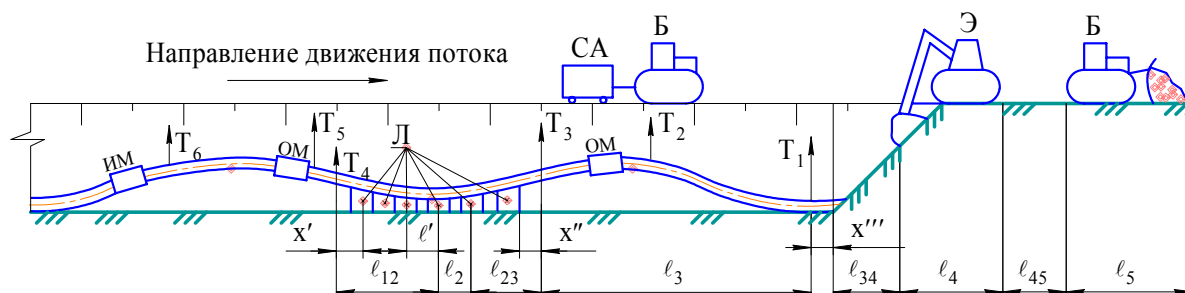


Рис. 6.1. Схема синхронизации работ при КР:

ℓ_{12} – сближение между колоннами ИУР и СВР, м; ℓ_{23} – сближение между колоннами СВР и ПОР, м; ℓ_{34} – сближение между колоннами ПОР и вскрышных работ, м; ℓ_2 – длина колонны СВР, м; ℓ_3 – длина колонны ПОР, м; ℓ_4 – длина колонны вскрышных работ, м; ℓ_5 –

подготовительных работ, м; Э – экскаватор; Л – лежки; Б – бульдозер; СА – сварочный агрегат; очистная машина; ИМ – изоляционная машина; $T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6$ – краны – трубоукладчики

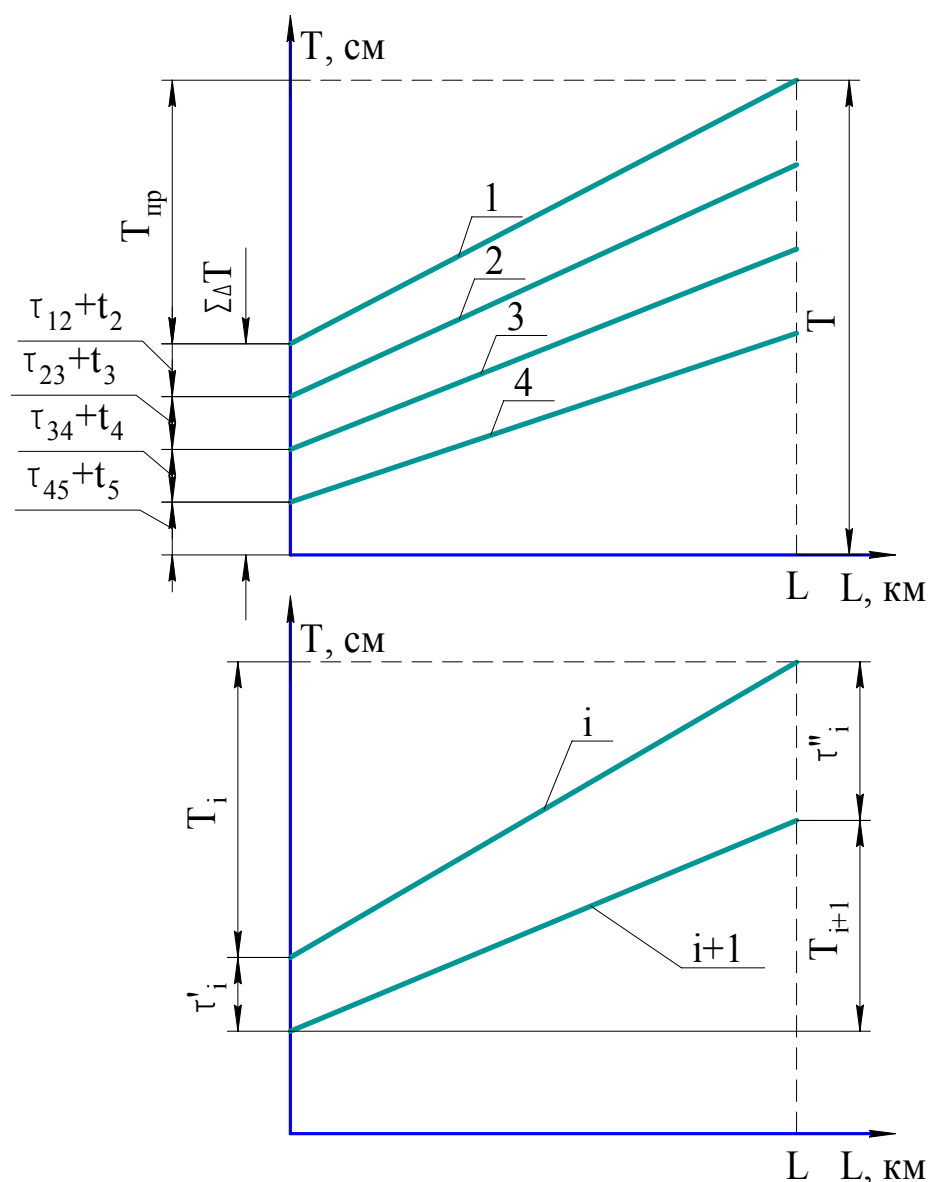


Рис. 6.2. Схема определения продолжительности КР участка трубопровода: Частные потоки: 1 – ИУР, 2 – СВР, 3 – ПОР, 4 – вскрышных работ, 5 – подготовительных работ; L – длина участка трубопровода, км; T_i – продолжительность работы i – го частного потока, см; T_{i+1} – продолжительность работы $i+1$ – го частного потока, см; τ'_i – начальное сближение между потоками i и $i+1$; τ_i – сближение между потоками i и $i+1$ в период их свёртывания, см

6.3. Нагрузки, действующие на трубопровод при капитальном ремонте

Выполнение технологических операций ремонта связано с возникновением в ремонтируемом нефтепроводе значительных напряжений, поэтому одним из важнейших факторов, в значительной степени определяющих возможность применения тех или иных способов ремонта нефтепровода, является расчет напряженно деформированного состояния.

Расчет ремонтируемого нефтепровода на прочность и устойчивость производится в целях определения и назначения технологических параметров ремонтных колонн, исключая возникновение опасных напряжений, способных привести к появлению остаточных деформаций, образованию трещин и разрушению труб.

Расчет включает определение нагрузок и воздействий, возникающих при ремонте нефтепровода, выбор и определение предельных значений усилий, напряжений и деформаций, а также выбор основных технологических параметров капитального ремонта магистрального нефтепровода [54].

Проверка прочности ремонтируемого нефтепровода заключается в сравнении расчетного сопротивления металла труб с фактическими напряжениями, возникающими при ремонте.

При расчете нефтепроводов на прочность и устойчивость следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании, эксплуатации и ремонте. При производстве ремонтных работ нефтепровод находится под воздействием поперечных нагрузок от собственного веса, ремонтных машин, а также подвергается осевым усилиям от внутреннего давления, температурного перепада, изменения высотного положения, предварительного изгиба (полученного в процессе строительства) и т.д.

Коэффициенты надежности по нагрузке и воздействию на нефтепровод, учитывающие возможные изменения (превышения) этих нагрузок и воздействий по сравнению с нормативным, паспортным, расчетным и т.д., следует принимать по табл. 6.1, [101].

Таблица 6.1

**Коэффициенты надежности по нагрузке и воздействию на
нефтепровод**

Нагрузки и воздействия	Коэффициент надежности по нагрузке, <i>n</i>
Собственный вес нефтепровода	1,1
Вес изоляционного покрытия	1,1
Воздействие предварительного напряжения нефтепровода (упругий изгиб и т. д.)	1,0
Внутреннее давление для нефтепроводов:	
диаметром 700 – 1200 мм	1,15
диаметром менее 700 мм	1,0
Вес перекачиваемого продукта	1,0
Вес ремонтных машин и механизмов	1,2
Вес грунта	1,2
Осадка грунта и вертикальные перемещения опорных устройств	1,5
Температурные воздействия	1,2

Собственный вес ремонтируемого нефтепровода длиной 1 м, включая вес перекачиваемой нефти и изоляционного покрытия, является основной нагрузкой, вызывающей изгиб ремонтируемого участка нефтепровода и определяется из [54] по формуле:

$$q_n = \pi\delta(D_n - \delta)\gamma_m + \pi\delta_{из}(D_n + \delta_{из})\gamma_{из} + 0,785D_{вн}^2\gamma_n, \quad (6.21)$$

где δ – толщина стенки трубы; D_n – наружный диаметр трубы; γ_m – удельный вес материала трубы (для стали $\gamma_m = 78,5$ кН/м³); $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы; γ_n – удельный вес перекачиваемого продукта; $\gamma_{из}$ – удельный вес изоляции; $\delta_{из}$ – толщина изоляционного покрытия.

Расчетный вес нефтепровода равен:

$$q_p = 1,1q_n, \quad (6.22)$$

где 1,1 – коэффициент надежности по нагрузке, учитывающий возможное превышение веса по сравнению с нормативным значением, определяемым по формуле (6.21).

Нормативный вес грунта на 1 м трубопровода определяется по [54] и составляет:

- при $h_{zp} < \frac{D_n + 2\delta_{из}}{2}$ $q_{zp} = \gamma_{zp} \cdot (D_n + 2\delta_{из}) \cdot \left\{ h_{zp} - \frac{D_n + 2\delta_{из}}{8} \left[\pi \left(1 - \frac{\alpha}{180^\circ} \right) + \sin \alpha \right] \right\}, \quad (6.23)$

- при $h_{zp} \geq \frac{D_n + 2\delta_{из}}{2}$ $q_{zp} = \left[h_{zp}(D_n + 2\delta_{из}) - \frac{\pi(D_n + 2\delta_{из})^2}{8} \right] \gamma_{zp}, \quad (6.24)$

где $\sin \alpha = \frac{2h_{zp}}{D_n + 2\delta_{из}} \quad (6.25)$

γ_{zp} – удельный вес грунта; h_{zp} – высота слоя грунта от оси нефтепровода;

$$\alpha = 2\arccos\left(\frac{2h_{zp}}{D_n + 2\delta_{из}}\right). \quad (6.26)$$

При расчете трубопровода на продольную устойчивость необходимо определить сопротивление грунта продольным и поперечным перемещениям трубопровода. Значения этих сопротивлений можно определить согласно [2].

Предельное значение сопротивления грунта поперечным вертикальным перемещениям трубопровода

$$q_{кр.верт} = \gamma_{zp}D_n(h_{zp} - 0,39D_n) + \gamma_{zp}h_{zp}^2 \operatorname{tg}(0,7\varphi_{zp}) + \frac{0,7c_{zp} \cdot h_{zp}}{\cos(0,7\varphi_{zp})}, \quad (6.27)$$

где φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта; c_{zp} – сцепление грунта.

Сопротивление грунта поперечным перемещениям трубопровода в горизонтальной плоскости

$$q_{кр.зоп} = \gamma_{зп} h_{зп} D_n \left[\operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) + \frac{2c_{зп}}{\gamma_{зп} \cdot h_{зп}} \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) \right]. \quad (6.28)$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода определяется по формуле:

$$q_{np} = q_n \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зп} + 2\gamma_{зп} \cdot C_h \cdot \pi D_n^2 \operatorname{tg} \varphi_{зп} + 0,6\pi D_n \cdot c_{зп}, \quad (6.29)$$

где q_n – собственный вес трубопровода с изоляцией и перекачиваемым продуктом, определяется по формуле (6.21);

$$C_h = 0,416 \frac{h}{D_n} - 0,056 \frac{h^2}{D_n^2} + 0,095 - \text{для песчаных грунтов}; \quad (6.30)$$

$$C_h = 0,367 \frac{h}{D_n} - 0,046 \frac{h^2}{D_n^2} + 0,06 - \text{для глинистых грунтов}. \quad (6.31)$$

Здесь h – глубина заложения до верха трубопровода.

При проверке продольной устойчивости вскрытого участка нефтепровода сопротивление вертикальным поперечным перемещениям следует принять равным весу трубопровода с продуктом, а сопротивление перемещениям в горизонтальной плоскости – усилию трения о грунт трубопровода при его поперечном перемещении. Сопротивление продольным перемещениям равно сопротивлению трения о грунт трубопровода, лежащего на поверхности земли [142].

В трубопроводе от действия внутреннего давления возникают кольцевые и продольные напряжения. Кроме того, внутреннее давление влияет на изгиб трубопровода.

От действия внутреннего давления p в трубопроводе возникают кольцевые напряжения, равные:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta}, \quad (6.32)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке; и при наличии поворотов, заглушек, гнутых или сварных колен труб продольные напряжения

$$\sigma_{np} = 0,5\sigma_{кц}. \quad (6.33)$$

Соответствующие этим напряжениям относительные продольные деформации равны:

$$\varepsilon_{np} = \frac{0,5\sigma_{кц}}{E} - \frac{\mu\sigma_{кц}}{E} = 0,2 \frac{\sigma_{кц}}{E}, \quad (6.34)$$

где E – модуль упругости материала; μ – коэффициент Пуассона.

Здесь $\frac{0,5\sigma_{кц}}{E}$ – удлинение нефтепровода под действием продольных напряжений $\sigma_{np} = 0,5\sigma_{кц}$; $\frac{\mu\sigma_{кц}}{E}$ – укорочение нефтепровода вследствие возникновения $\sigma_{кц}$.

На прямолинейных участках нефтепровода от внутреннего давления возникают растягивающие напряжения:

$$\sigma_{np} = 0,3\sigma_{кц} . \quad (6.35)$$

Действие внутреннего давления на изгиб трубопровода эквивалентно сжатию в осевом направлении усилием, равным

$$N_p = (1 - 2\mu)p \cdot F_{св} , \quad (6.36)$$

где $F_{св}$ – площадь сечения трубы в свету.

При производстве ремонтных работ нефтепровод находится под воздействием температурного перепада, появляющегося в результате разности между температурой трубопровода во время укладки (в момент сварки захлестов) и температурой в процессе ремонта. От изменения температуры стенок труб возникают продольные деформации трубопровода:

$$\varepsilon_t = \alpha_t \cdot \Delta t , \quad (6.37)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения (для стали равен 0,000012); Δt – температурный перепад, т.е. разность между температурами металла труб при укладке и в процессе ремонта.

При отсутствии продольных перемещений в прямолинейном трубопроводе возникают продольные растягивающие напряжения при понижении температуры и сжимающие – при ее повышении:

$$\sigma_t = E \cdot \alpha_t \cdot \Delta t = 25,2\Delta t . \quad (6.38)$$

Продольное усилие от температурного перепада определяется по формуле:

$$N_{0t} = \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \cdot F , \quad (6.39)$$

где F – площадь поперечного сечения стенки трубопровода.

Эквивалентное продольное усилие, которое должно быть принято при проверке общей продольной устойчивости трубопровода, равно

$$S = N_{0t} + N_p = \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \cdot F + (1 - 2\mu) \cdot p \cdot F_{св} . \quad (6.40)$$

При производстве ремонтных работ деформации ремонтируемого участка нефтепровода определяют с учетом не только изменения длины вскрываемого участка, но и продольных перемещений нефтепровода в местах выхода его из грунта.

Продольные перемещения прилегающих подземных участков нефтепровода зависят от местных грунтовых условий и продольных сил. Удлинение или укорочение участков, прилегающих к вскрытому участку нефтепровода, при слабом заземлении его грунтом и перемещения самого вскрытого участка оказывают существенное влияние на характер изменения напряжений и деформаций вскрытых участков.

Продольные усилия, действующие на изогнутом вскрытом участке, будут равны:

$$N = N_0 = \frac{\Delta \cdot E \cdot F}{\ell} , \quad (6.41)$$

где Δ – увеличение длины нефтепровода при изгибе; ℓ – длина изогнутого (изгибаемого) участка; N_0 – продольное усилие на прямом участке нефтепровода.

Воздействие предварительного напряжения нефтепровода (упругого изгиба и т.д.) определяется согласно исполнительным чертежам на строительство нефтепровода и равно

$$\sigma_u = \frac{E \cdot D_n}{2\rho}, \quad (6.42)$$

где ρ – радиус упругого изгиба.

При подъеме и осадке основания нефтепровода происходит его удлинение. Возникающие при этом напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_\varepsilon = \frac{8 \cdot f^2}{3\ell^2} \cdot E, \quad (6.43)$$

где f – максимальная осадка или подъем нефтепровода в средней части участка; ℓ – расчетная длина участка нефтепровода, равная расстоянию между сечениями нефтепровода, где его прогиб равен нулю.

Максимальные нормативные напряжения от изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_u = \frac{\sqrt{(M_{max} + M_\varepsilon)^2 + M_z^2}}{W}, \quad (6.44)$$

где M_{max} – максимальное значение изгибающего момента в сечениях ремонтируемого участка нефтепровода, возникающее при подъеме трубопровода или при осадке опор; M_ε – изгибающий момент в вертикальной плоскости от предварительного упругого изгиба нефтепровода (выполненного в процессе строительства); M_z – изгибающий момент в горизонтальной плоскости от предварительного упругого изгиба; W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы.

В подкоренном выражении сумма в скобках является алгебраической.

При определении продольных напряжений учитываются напряжения, возникающие от внутреннего давления, изменения температуры в стенках труб, упругого изгиба трубопровода во время строительства, изгиба нефтепровода в процессе ремонта, а также вследствие неравномерной осадки (грунта) основания.

Нормативная масса ремонтных машин и механизмов устанавливается согласно паспортам и инструкциям по эксплуатации.

Нормативное давление транспортируемого продукта на ремонтируемом участке нефтепровода определяется гидравлическим расчетом (согласно проектной документации).

Суммарные продольные напряжения в стенке нефтепровода определяется по формуле:

$$\sigma_{сум.пр} = \sigma_{np} + \sigma_t + \sigma_u + \sigma_\varepsilon + \sigma_{ост}, \quad (6.45)$$

где σ_{np} – продольные напряжения от внутреннего давления в нефтепроводе; σ_t – напряжения от разности температур нефтепровода во время укладки (сварки в непрерывную нить) и металла труб в процессе ремонта; σ_u – продольные напряжения от изгиба нефтепровода, возникающего в процессе ремонта и за счет предварительного упругого изгиба; σ_ε – напряжения от удлинения нефтепровода в процессе ремонта (появляющиеся при осадке основания нефтепровода, при его подъеме); $\sigma_{ост}$ – остаточные продольные напряжения в стенке трубопровода, определяются экспериментально.

Формула (6.45) представляет собой алгебраическую сумму: растягивающие напряжения принимаются со знаком "плюс", а сжимающие – со знаком "минус".

Основное сочетание расчетных и нормативных нагрузок и воздействий устанавливается, исходя из одновременного действия длительных и кратковременных нагрузок и воздействий.

6.4. Расчет напряжений, возникающих в нефтепроводе при ремонте его с подъемом в траншее

Решение задачи определения напряжений, возникающих при ремонте нефтепровода с его подъемом, выполнено с использованием дифференциального уравнения упругой линии балки.

На рис. 6.3 представлена расчетная схема подъема трубопровода. $P_1, P_2, P_3, \dots, P_k$ – усилия подъема трубопровода; $G_1, G_2, G_3, \dots, G_i$ – вес ремонтных машин, установленных на трубопроводе; ℓ – длина изогнутого участка; q – вес трубопровода с продуктом на единицу длины; x_i, x_k – расстояния от ремонтных машин и грузоподъемных механизмов до границы изогнутого участка.

В результате решения дифференциального уравнения найдено общее уравнение упругой линии для приподнятой части трубопровода, которое позволяет определить напряжения, возникающие в трубопроводе при любом виде и количестве действующих на него внешних сил.

Формулы устанавливают зависимость напряжений в опасных сечениях от числа поддерживающих трубопровод трубоукладчиков и высоты подъема трубопровода.

Расчеты позволяют подобрать необходимые параметры подъема и укладки ремонтируемого трубопровода, исходя из заранее заданных напряжений и наличия технических средств. Полученные формулы позволяют рационально использовать грузоподъемность трубоукладчиков и обоснованно размещать их по длине приподнятой части трубопровода.

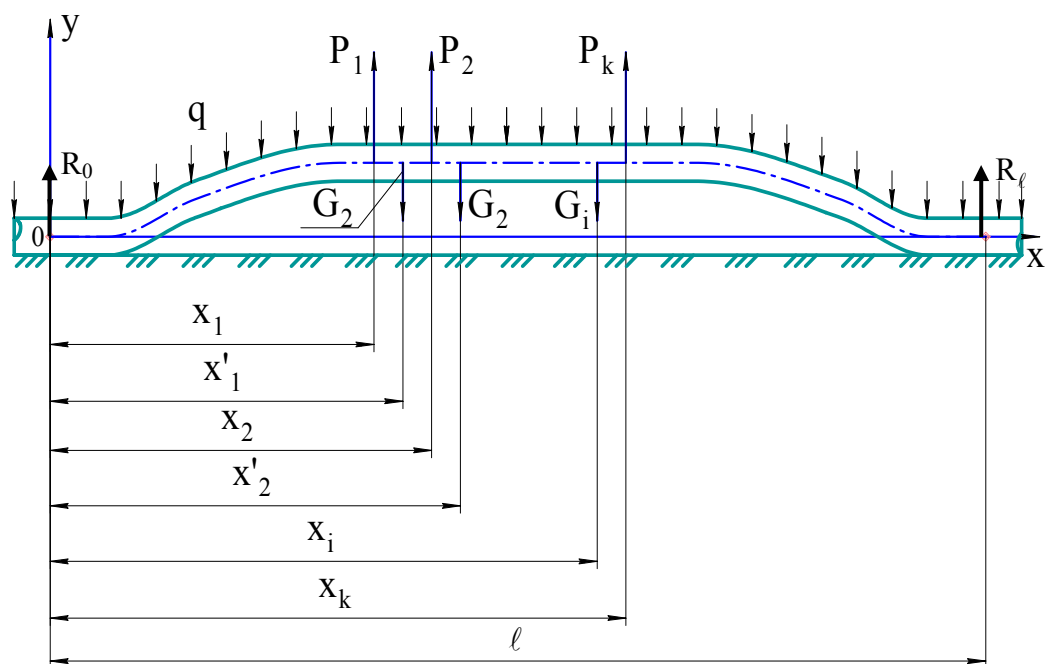
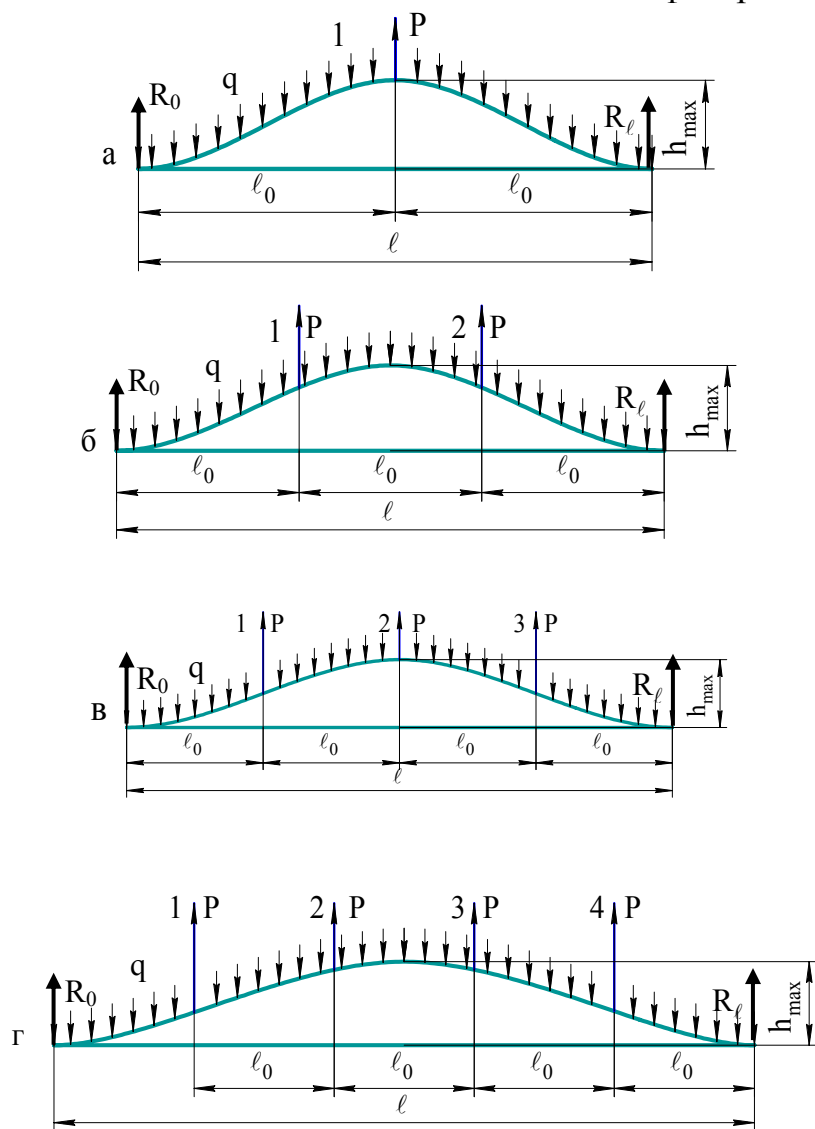
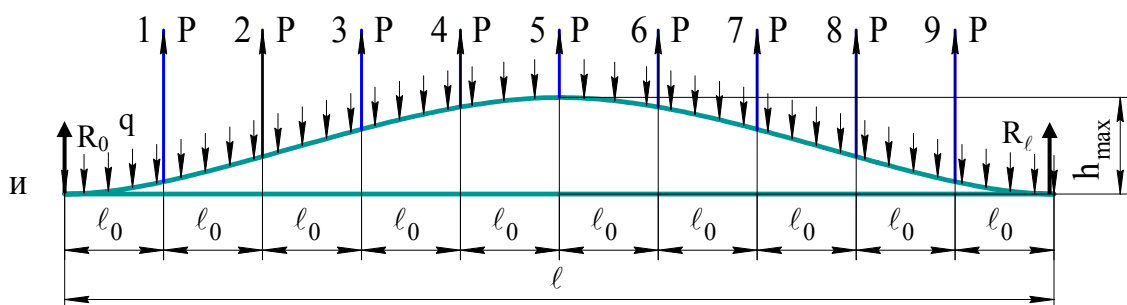
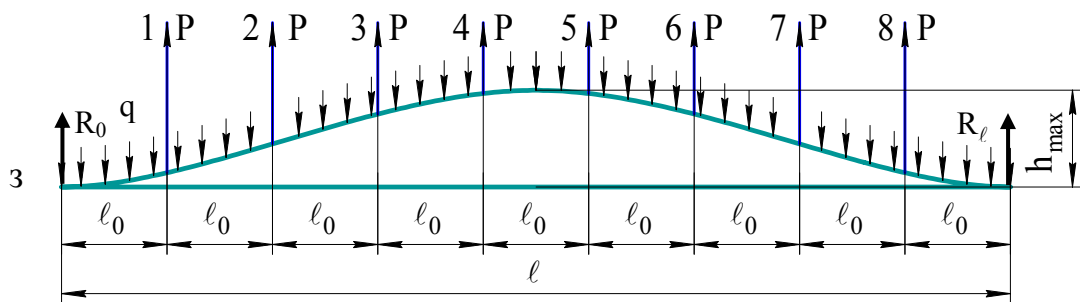
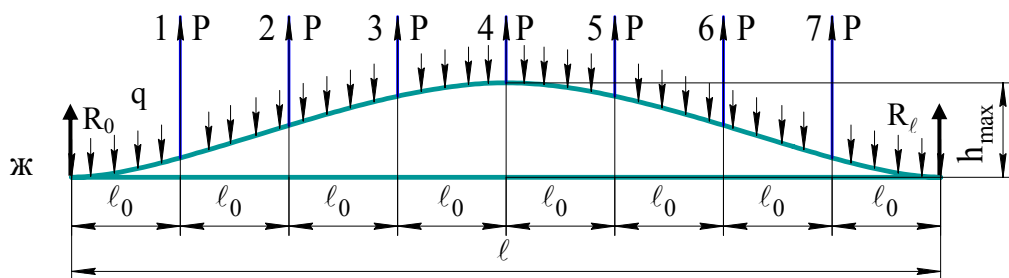
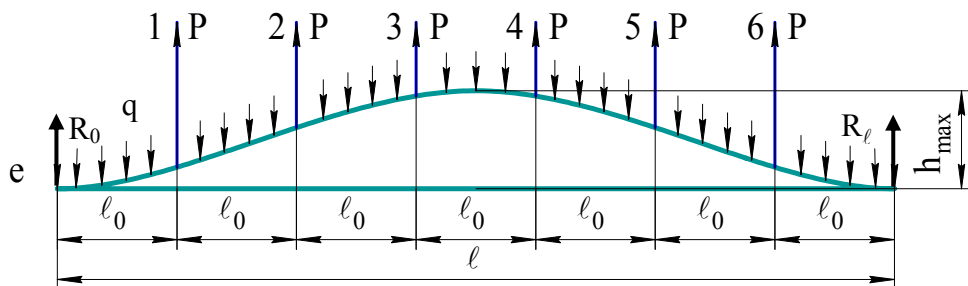
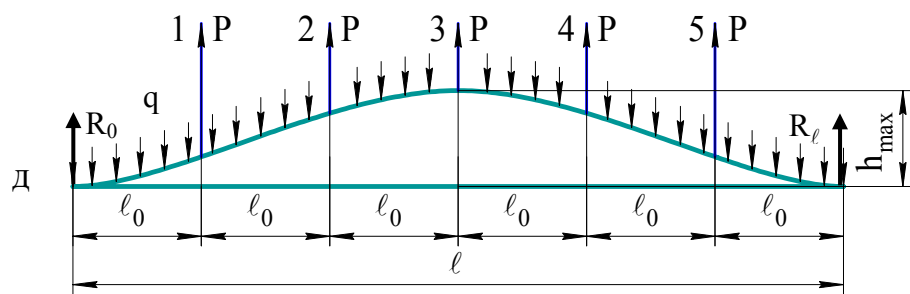


Рис. 6.3. Расчетная схема подъема нефтепровода





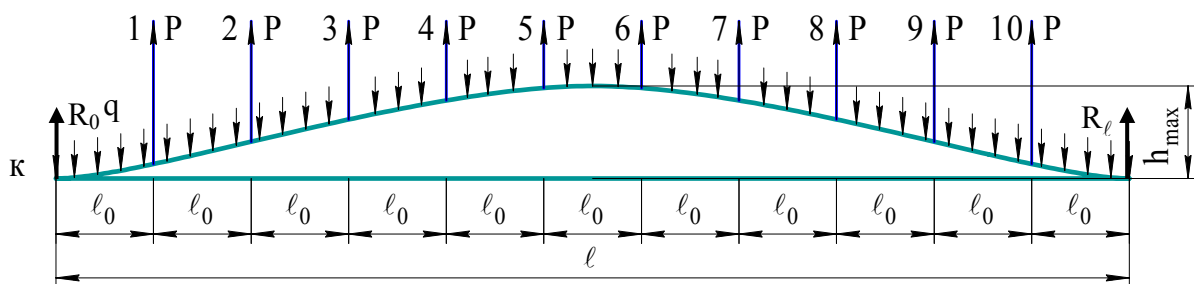


Рис. 6.4. Схемы нагружения трубопровода при его подъеме

Таблица 6.2

**Формулы для определения параметров напряженного состояния
трубопровода при его подъеме**

Схема подъема	ℓ_0	P	h_{max}	M_{max}	σ_{max}
а	$\sqrt[4]{\frac{72EIh_{max}}{q}}$	$\frac{4}{3}q\ell_0$	$\frac{q\ell_0^4}{72EI}$	$\frac{q\ell_0^2}{6}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{max}}{W^2}}$
б	$\sqrt[4]{\frac{48EIh_{max}}{q}}$	$\frac{8}{9}q\ell_0$	$\frac{q\ell_0^4}{48EI}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	$\sqrt{\frac{3qEIh_{max}}{4W^2}}$
в	$\sqrt[4]{\frac{45EIh_{max}}{2q}}$	$\frac{16}{15}q\ell_0$	$\frac{2q\ell_0^4}{45EI}$	$\frac{2q\ell_0^2}{15}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{max}}{5W^2}}$
г	$\sqrt[4]{\frac{16EIh_{max}}{q}}$	$\frac{25}{24}q\ell_0$	$\frac{q\ell_0^4}{16EI}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	$\sqrt{\frac{qEIh_{max}}{4W^2}}$
д	$\sqrt[4]{\frac{280EIh_{max}}{27q}}$	$\frac{36}{35}q\ell_0$	$\frac{27q\ell_0^4}{280EI}$	$\frac{9q\ell_0^2}{70}$	$\sqrt{\frac{6qEIh_{max}}{35W^2}}$
е	$\sqrt[4]{\frac{8EIh_{max}}{q}}$	$\frac{49}{48}q\ell_0$	$\frac{q\ell_0^4}{8EI}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	$\sqrt{\frac{qEIh_{max}}{8W^2}}$
ж	$\sqrt[4]{\frac{189EIh_{max}}{32q}}$	$\frac{64}{63}q\ell_0$	$\frac{32q\ell_0^4}{189EI}$	$\frac{8q\ell_0^2}{63}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{max}}{21W^2}}$
з	$\sqrt[4]{\frac{24EIh_{max}}{5q}}$	$\frac{81}{80}q\ell_0$	$\frac{5q\ell_0^4}{24EI}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	$\sqrt{\frac{3qEIh_{max}}{40W^2}}$
и	$\sqrt[4]{\frac{2376EIh_{max}}{625q}}$	$\frac{100}{99}q\ell_0$	$\frac{625q\ell_0^4}{2376EI}$	$\frac{25q\ell_0^2}{198}$	$\sqrt{\frac{2qEIh_{max}}{33W^2}}$
к	$\sqrt[4]{\frac{16EIh_{max}}{5q}}$	$\frac{121}{120}q\ell_0$	$\frac{5q\ell_0^4}{16EI}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	$\sqrt{\frac{qEIh_{max}}{20W^2}}$

Таблица 6.3

**Формулы для определения высоты подъема в расчетных сечениях
трубопровода**

Схема подъема	Высота подъема в сечениях № 1-5				
	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5
а	$\frac{ql_0^4}{72EI}$	-	-	-	-
б	$\frac{ql_0^4}{48EI}$	$\frac{ql_0^4}{48EI}$	-	-	-
в	$\frac{ql_0^4}{40EI}$	$\frac{2ql_0^4}{43EI}$	-	-	-
г	$\frac{ql_0^4}{36EI}$	$\frac{ql_0^4}{16EI}$	-	-	-
д	$\frac{5ql_0^4}{168EI}$	$\frac{8ql_0^4}{105EI}$	$\frac{27ql_0^4}{280EI}$	-	-
е	$\frac{ql_0^4}{32EI}$	$\frac{25ql_0^4}{288EI}$	$\frac{ql_0^4}{8EI}$	-	-
ж	$\frac{7ql_0^4}{216EI}$	$\frac{2ql_0^4}{21EI}$	$\frac{25ql_0^4}{168EI}$	$\frac{32ql_0^4}{189EI}$	-
з	$\frac{ql_0^4}{30EI}$	$\frac{49ql_0^4}{480EI}$	$\frac{27ql_0^4}{160EI}$	$\frac{5ql_0^4}{24EI}$	-
и	$\frac{3ql_0^4}{88EI}$	$\frac{32ql_0^4}{297EI}$	$\frac{49ql_0^4}{264EI}$	$\frac{8ql_0^4}{33EI}$	$\frac{625ql_0^4}{2376EI}$
к	$\frac{5ql_0^4}{144EI}$	$\frac{9ql_0^4}{80EI}$	$\frac{ql_0^4}{5EI}$	$\frac{49ql_0^4}{180EI}$	$\frac{5ql_0^4}{16EI}$

Таблица 6.4

**Формулы для определения изгибающего момента трубопровода при его
подъеме**

Схема подъема	Изгибающие моменты в сечениях № 1-5				
	M_1	M_2	M_3	M_4	M_5
1	2	3	4	5	6
а	$\frac{ql_0^2}{6}$	-	-	-	-
б	$\frac{ql_0^2}{8}$	$\frac{ql_0^2}{8}$	-	-	-
в	$\frac{ql_0^2}{10}$	$\frac{2ql_0^2}{15}$	-	-	-

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6
г	$\frac{q\ell_0^2}{12}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	-	-	-
д	$\frac{q\ell_0^2}{14}$	$\frac{4q\ell_0^2}{35}$	$\frac{9q\ell_0^2}{70}$	-	-
е	$\frac{q\ell_0^2}{16}$	$\frac{5q\ell_0^2}{48}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$	-	-
ж	$\frac{q\ell_0^2}{18}$	$\frac{2q\ell_0^2}{21}$	$\frac{5q\ell_0^2}{42}$	$\frac{8q\ell_0^2}{63}$	-
з	$\frac{q\ell_0^2}{20}$	$\frac{7q\ell_0^2}{80}$	$\frac{9q\ell_0^2}{80}$	$\frac{q\ell_0^2}{33}$	-
и	$\frac{q\ell_0^2}{22}$	$\frac{8q\ell_0^2}{99}$	$\frac{7q\ell_0^2}{66}$	$\frac{4q\ell_0^2}{58}$	$\frac{25q\ell_0^2}{198}$
к	$\frac{q\ell_0^2}{24}$	$\frac{3q\ell_0^2}{40}$	$\frac{q\ell_0^2}{10}$	$\frac{7q\ell_0^2}{60}$	$\frac{q\ell_0^2}{8}$

Формулы для определения параметров напряженного состояния трубопроводов при подъеме трубоукладчиками числом от одного до десяти представлены в табл. 6.2, соответствующие расчетные схемы подъема приведены на рис. 6.4.

Формулы для определения высоты подъема трубопровода и изгибающих моментов в точках подъема грузоподъемными машинами приведены в табл. 6.3 и 6.4.

Примечание.

1. В таблицах 6.2, 6.3 и 6.4 – $h_1, h_2, h_3, h_4, h_5, M_1, M_2, M_3, M_4, M_5$ – высоты подъема и изгибающие моменты в соответствующих сечениях под крюками трубоукладчиков; $\ell_0, h_{max}, M_{max}, P, \sigma_{max}$ – соответственно расстояние между трубоукладчиками, максимальная высота подъема, максимальный изгибающий момент, усилие на крюке трубоукладчика и максимальное напряжение от изгиба.

2. В остальных расчетных сечениях схем подъема г, д, е, ж, з, и, к значения высоты подъема и изгибающего момента принимаются с учетом симметрии расчетной схемы.

6.5. Расчет напряжений, возникающих в нефтепроводе при ремонте его без подъема

В зависимости от числа используемых грузоподъемных механизмов (опор-крепей, трубоукладчиков и т.д.) используется различная схема расстановки ремонтных машин и механизмов. Число грузоподъемных

механизмов в ремонтной колонне рекомендуется принимать четным, а их передвижение циклическим, что уменьшает до минимума динамические нагрузки на трубопровод и обеспечивает максимальную безопасность проведения ремонта.

Максимальная производительность ремонтной колонны достигается при расстановке подкапывающей, очистной и изоляционной машин по схеме, приведенной на рис. 6.5. В качестве грузоподъемных механизмов на рис. 6.5 использованы передвижные опоры-крепи. Данная расстановка ремонтных машин и механизмов рекомендуется как основная.

Расстановка ремонтных машин и механизмов в ремонтной колонне по схеме, приведенной на рис. 6.6 и 6.7, применяется только в отдельных случаях, так как достигается меньшая производительность ремонтной колонны. При определении изгибающих моментов трубопровод принимается за упругий стержень (прямолинейный или криволинейный), поперечное сечение в нагруженном состоянии остается плоским и сохраняет свою круговую форму.

Расчетная схема трубопровода выбирается в зависимости от расстановки ремонтных машин и механизмов в ремонтной колонне.

Изгибающие моменты в трубопроводе определяются методом перемещений. В институте ИПТЭР разработана методика, которая позволяет найти значения изгибающих моментов на опорах и нагрузок, действующих на опоры, для различных схем расстановки машин и механизмов [102].

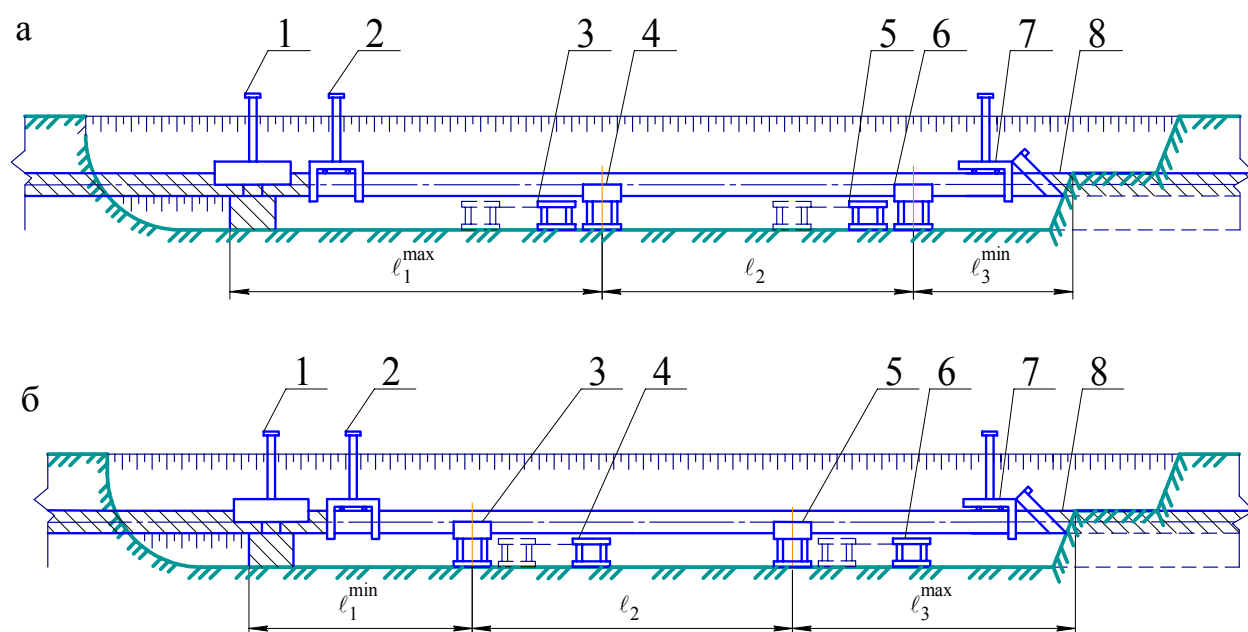


Рис. 6.5 Схема расстановки ремонтных машин и механизмов при ремонте с использованием четырех опор-крепей: а – нефтепровод поддерживается опорами-крепиями 4,6; б – то же опорами-крепиями 3,5; 1 – подкапывающая машина; 2 – очистная машина; 3-6 – опоры-крепи; 7 – изоляционная машина; 8 – нефтепровод

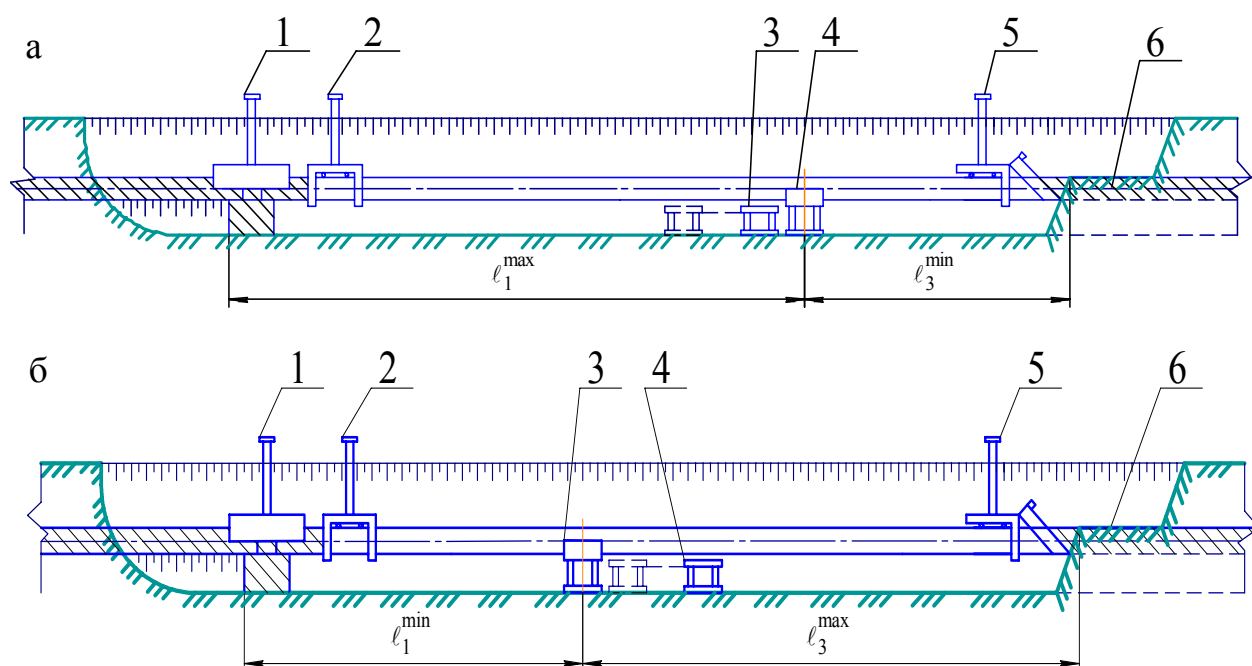


Рис. 6.6 Схема расстановки ремонтных машин и механизмов при ремонте с использованием двух опор-крепей: а – нефтепровод поддерживается опорой-крепью 4; б – то же опорой-крепью 3; 1 – подкапывающая машина; 2 – очистная машина; 3,4 – опоры-крепи; 5 – изоляционная машина; 6 – нефтепровод

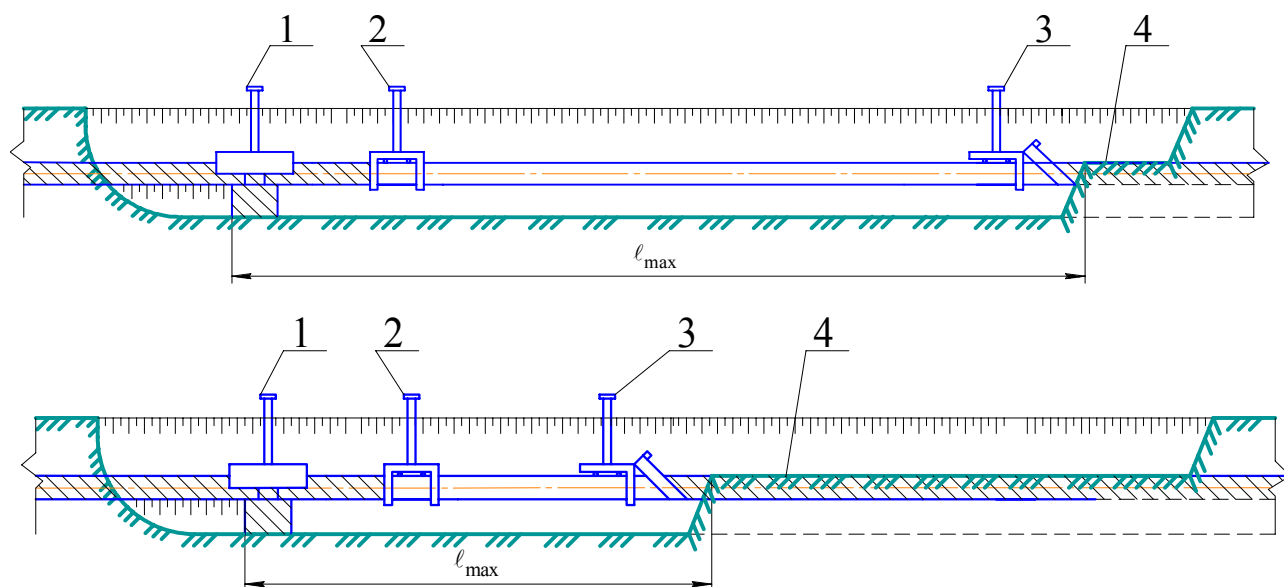


Рис. 6.7. Схема расстановки ремонтных машин и механизмов при ремонте с без использования грузоподъемных механизмов: 1 – подкапывающая машина; 2 – очистная машина; 3 – изоляционная машина; 4 – трубопровод

В последнее время в методиках и нормативных документах рекомендуется вычисление изгибающих моментов выполнять с применением метода конечных элементов и метода последовательного приближения. При этом нефтепровод вдоль оси представляется в виде отдельных элементов (узлов) определенной длины, на которые действуют обобщенные дискретные

нагрузки q_i , приложенные в их центрах (рис. 6.8). При рассмотрении условия локального равновесия элементов нефтепровода предлагается общая зависимость для определения упругой линии нефтепровода:

$$V_i = \frac{q_i \ell^2}{6EI} + \frac{2}{3}(V_{i-1} + V_{i+1}) - \frac{1}{6}(V_{i-2} + V_{i+2}), \quad (6.46)$$

где V — смещение i -го элемента рассматриваемого участка нефтепровода; q_i — суммарное значение нагрузок, действующих на i -й элемент нефтепровода (включая сосредоточенные силы — вес ремонтных машин, усилие грузоподдерживающих и подъемных устройств и распределенные силы — отпор грунта, вес нефтепровода, вес присыпанного на нефтепровод грунта).

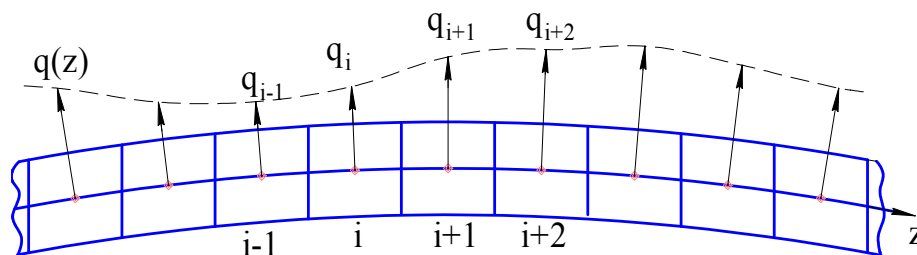


Рис. 6.8. Разбивка участка на конечные элементы.

Нагрузку следует определять в целом по следующей алгебраической зависимости:

$$q_i = q_n + q_{\text{н}} + q_{\text{зр}} + R_i + P_i, \quad (6.47)$$

где q_n — вес трубы, изоляционного покрытия и перекачиваемого продукта; $q_{\text{зр}}$ — отпор грунта на нефтепровод снизу; R_i — усилие грузоподъемных устройств (например, усилие на крюках трубоукладчиков); P_i — вес ремонтных машин; $q_{\text{н}}$ — вес грунта, действующий на нефтепровод сверху (присыпанного, уплотненного).

Принимается следующее правило знаков: если нагрузка направлена вверх — «плюс», если вниз — «минус». При отрыве нефтепровода от грунта снизу отпор грунта принимается равным нулю.

Смещения V_i , V_{i-1} , V_{i+1} , V_{i+2} являются искомыми величинами, зависящими от q_i .

На рис. 6.9 приведена наиболее характерная схема ремонтируемого участка нефтепровода. Ремонтная колонна движется справа налево.

Участок 1. Нефтепровод защемлен в уплотнившемся при эксплуатации грунте. Высота грунта над трубой равна h_1 . На трубу действуют: вес трубы, давление грунта сверху $q_{\text{н1}}$ и отпор грунта снизу.

Отпор уплотненного грунта $q_{\text{гр}}$ практически можно определить исходя из условия, что грунт обладает свойством деформироваться по линейному закону.

Отпор грунта следует определять в зависимости от смещения нефтепровода по формуле:

$$q_{zp} = q_{zp}^0 + C_1 V, \quad (6.48)$$

где $q_{zp}^0 = -(q_n + q_{h1})$ - начальный параметр отпора грунта, равный суммарному весу грунта и трубы; V - смещение трубы по высоте относительно ее начального положения; C_1 - коэффициент постели уплотненного под нефтепроводом грунта.

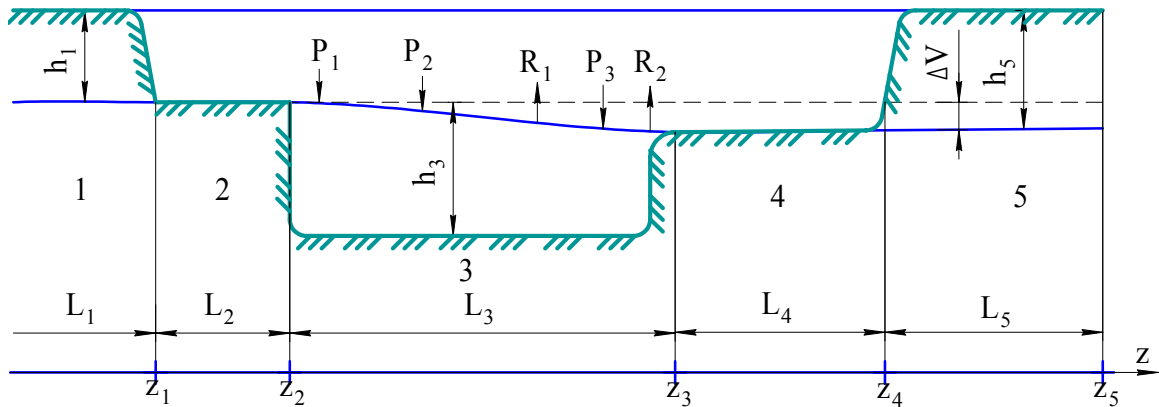


Рис. 6.9. Схема ремонтируемого участка нефтепровода

При значении q_{zp} меньшим нуля в вычислениях принимается $q_{zp} = 0$.

Участок 2 («земляная тумба»). Отпор уплотненного грунта определяется также по формуле (6.48). Земляная тумба под нефтепроводом имеет возможность разрушаться из-за наличия боковых технологических прямков и примыкающего подкопанного участка 3, так как q_{zp} может достичь значения начального критического давления, $q_{кр}$. При вычислениях, если $q_{zp} \geq q_{кр}$, то q_{zp} принимается равным $q_{кр}$. Величину начального критического давления определяют по правилам механики грунтов.

Участок 3 («подкоп»). На этом участке на нефтепровод действуют вес трубы, вес ремонтных машин, усилия грузоподъемных устройств.

Участок 4 («подсыпка»). На этом участке проводят подсыпку грунта под нефтепровод и его уплотнение. На нефтепровод действуют: его собственный вес, вес грунта, присыпанного на трубу, отпор грунта. Здесь коэффициент постели C_4 значительно меньше, чем коэффициент постели C_1 , на начальном участке. Коэффициент C_4 определяется предварительно: экспериментально или на основе статистического анализа имеющихся научно-технических материалов. Отпор грунта на этом участке при механическом уплотнении присыпанного под нефтепровод грунта с учетом высоты подсыпанного под трубу грунта следует определить по формуле:

$$q_{zp} = q_n + q_{z_3} + C_4 \cdot (V_1 - V_{z_3}). \quad (6.49)$$

где q_{z_3} - вес грунтовой присыпки на участке 4; V_{z_3} - величина смещения трубопровода в сечении z_3 по вертикали относительно начального положения при z_0 .

Участок 5 («засыпка окончательная»). Это продолжение участка 4. Отпор грунта определяется по той же формуле (6.49), что и для участка 4. Здесь на трубу дополнительно действует вес грунта окончательной засыпки, вводимый в формулу вместо q_{z_3} .

Общая длина вычисляемого участка и шаг сетки 1 (т.е. длина элемента) выбираются, исходя из имеющейся практики. На границах рассчитываемого участка ось трубопровода должна принимать горизонтальное положение, и, следовательно:

$$\begin{aligned} V_1(z) &= \text{const} \quad \text{при } Z < Z_0, \\ V_2(z) &= \text{const} \quad \text{при } Z > Z_5. \end{aligned} \quad (6.50)$$

При этом $\Delta V = V_1(z) - V_2(z)$ задается как параметр для проверки точности решения и завершения вычислений.

Вычисления проводятся методом последовательных приближений. Исходя из предположения, что начальное смещение трубы отсутствует $V_0(Z) = 0$, находим нагрузку $q_0(Z)$, определяется перемещение $V_1(Z)$ по зависимости (6.26). Во втором приближении уточняется нагрузка $q_1(Z)$ с использованием перемещения $V_1(Z)$. Далее уточняет нагрузку $q_2(Z)$ и определяет перемещение во втором приближении $V_2(Z)$. Итерация повторяется, пока не получится окончательное решение $V(Z) = V_n(Z)$.

Необходимое количество итераций зависит от сходимости задачи к точному решению, от требуемой точности решения, от длины участка нефтепровода, от конкретной технологической схемы ремонта нефтепровода и других факторов.

Изгибающий момент M_z определяется согласно следующей зависимости:

$$M_z = EI \cdot \frac{d^2 V}{dZ^2}. \quad (6.51)$$

В пределах одного элемента величины q_z , M_z , E , I постоянны. Так как элементы короткие (длиной $0,5 \pm 1$ м), расчеты удовлетворяют требуемой точности.

Напряжения от изгиба в сечении ремонтируемого участка нефтепровода

$$\sigma = \frac{M_z}{W}. \quad (6.52)$$

6.6. Проверка прочности и устойчивости нефтепровода при капитальном ремонте

Проверку на прочность нефтепровода при его капитальном ремонте следует производить из условия [54, 114]:

$$|\sigma_{np}| \leq \psi_4 \cdot R_2^c, \quad (6.53)$$

где σ_{np} — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий; R_2^c — расчетное сопротивление стали

участка нефтепровода, эксплуатируемого длительное время и имеющего дефекты [114]; ψ_4 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние.

Расчетное сопротивление R_2^c определяется по формуле:

$$R_2^c = \frac{R_2}{C_D \cdot \psi_1 \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_\sigma}, \quad (6.54)$$

где ψ_1 , κ_1 , κ_σ — коэффициенты надежности по дефектности нефтепровода; C_D — коэффициент надежности по длительности эксплуатации нефтепровода или его участка; R_2 — расчетное сопротивление стали, определяемое в соответствии с [114] по условному или физическому пределу текучести, принимаемым по сертификатам на сталь исполнительной документации, а в случае отсутствия исполнительной документации — по ТУ на данную сталь или по Инструкции [65].

Наличие повторно-статических нагрузок на нефтепроводах, обусловленных технологическими и эксплуатационными факторами, приводит при длительной работе к деформационному старению металла труб, т. е. к снижению сопротивляемости трубных сталей разрушению.

Коэффициент надежности по длительности эксплуатации определяется по формуле:

$$C_D = 1 + 0,025 \cdot C_{э\kappa\psi} \cdot T_э, \quad (6.55)$$

где $C_{э\kappa\psi}$ — углеводородный эквивалент стали в процентах; $T_э$ — длительность эксплуатации участка нефтепровода, годы.

Углеродный эквивалент определяется по формуле:

$$C_{э\kappa\psi} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum(V + Nb + Ti)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B, \quad (6.56)$$

где C , Mn , Cr , Mo , V , Nb , Ti , Cu , Ni , B — содержание, % от массы, в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, ниобия, титана, меди, никеля, бора.

В табл. 6.5 приведены коэффициенты надежности по длительности эксплуатации нефтепровода (C_D).

Таблица 6.5

Значение коэффициента C_D для трубных сталей с различным содержанием углерода

Срок эксплуатации, годы	Коэффициент C_D	
	$C = 0,17 - 0,20$ (стали 17ГС, 19Г и т. п.)	$C = 0,10 - 0,15$ (стали 14ХГС, 14ГН, 10Г2С)
0 – 15	1,0 – 1,15	1,0 – 1,1
15 – 20	1,25	1,15
20 – 30	1,30	1,20
30 и более	1,35	1,25

Таблица 6.6

Коэффициенты концентрации напряжений κ_2 в стенках нефтепровода

Характеристика дефектов	Коэффициент концентрации, κ_2
1. Длинные царапины глубиной h и длиной l , направленные под углом α к оси нефтепровода	$\kappa_2 = 1 + \frac{l}{D_n} \cdot \cos \alpha \cdot \frac{h}{l}$
2. Плотно распределенные сливающиеся коррозионные язвы в кольцевом направлении шириной до 50 мм	1,9
3. Плотно распределенные дефекты общей площадью более $0,25D_n^2$, где D_n – диаметр трубы	1,5
4. Общий коррозионный износ стенки нефтепровода более D_n^2	1,2

Коэффициент « κ_1 » устанавливается в зависимости от характера коррозионного износа стенки трубы и распределения коррозионных язв на стенках труб и наличия на стенках труб царапин, задиров, гофр. Определяется в зависимости от относительного уменьшения момента сопротивления дефектного сечения трубы по формуле:

$$\kappa_1 = \frac{W}{W_\phi} \cdot \kappa_2, \quad (6.57)$$

где W – начальный момент сопротивления поперечного сечения трубы; W_ϕ – фактический момент сопротивления дефектного сечения трубы; κ_2 – коэффициент концентрации напряжений на дефектном участке; для некоторых дефектов значения κ_2 приведены в табл. 6.6.

Коэффициент « κ_1 », устанавливается в зависимости от овальности поперечного сечения трубы ремонтируемого участка нефтепровода.

Влияние овальности поперечного сечения нефтепровода на напряженное состояние относительно небольшое, определяется в зависимости от соотношения малой и большой осей и имеет следующие значения (табл. 6.7)

Таблица 6.7

Зависимость коэффициента концентрации κ_1 от соотношения малой и большой осей

Соотношение малой и большой осей	1	0,98	0,96	0,94	0,92	0,9
Коэффициент концентрации напряжений κ_1	0	1,0117	1,0234	1,0351	1,0465	1,0585

Коэффициент « κ_σ » устанавливается в зависимости от наличия геометрических дефектов сварки, а также смещения стыков труб.

Концентрация напряжений в сварных швах определяется в зависимости от смещения кромок и разнотолщинности стенок соединяемых сваркой труб с учетом усиления на нормативную величину наружного и внутреннего кольцевого шва.

Численная характеристика концентрации напряжений вычисляется умножением номинального, т.е. действующего в стенке нефтепровода, напряжения (на удалении от шва) на коэффициент концентрации « κ_σ ».

Значения коэффициента концентрации « κ_σ » для различных условий нагружения представлены в работе [100].

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций ремонтируемого участка нефтепровода проверка производится по условиям:

$$\begin{aligned} |\sigma_{np}^H| &\leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9\kappa_n} \cdot \frac{R_2^H}{C_D \cdot \sigma_1 \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_\sigma}; \\ \sigma_{кц}^H &\leq \frac{m}{0,9\kappa_n} \cdot \frac{R_2^H}{C_D \cdot \sigma_1 \cdot \kappa_1 \cdot \kappa_\sigma}, \end{aligned} \quad (6.58)$$

где σ_{np}^H — максимальные суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий [114]; ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый согласно [114]; κ_n — коэффициент надежности по назначению трубопровода согласно [114].

Проверка возможности появления местных вмятин в сжатой зоне (или выпучивания стенки трубы) выполняется из условия:

$$\sigma_{np} \leq 0,95\sigma_{кр}, \quad (6.59)$$

где $\sigma_{кр} = \left[\frac{4,13}{R/\delta} + 0,85 \right] \cdot \sigma_m$ — критическое напряжение, при котором происходит выпучивание стенки; σ_m — предел текучести материала трубы с учетом длительности эксплуатации (старения); R — радиус наружной стенки нефтепровода; δ — наименьшая остаточная толщина стенки нефтепровода.

Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости выполняется по условию:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (6.60)$$

где S — эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода; m — коэффициент условий работы нефтепроводов, принимаемый в зависимости от категории участка нефтепровода [114]; $N_{кр}$ — продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости нефтепровода.

Критическое усилие согласно [142], для прямолинейного вскрытого участка трубопровода в траншее

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p^2 \cdot q^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}, \quad (6.61)$$

где p — сопротивление продольному перемещению, определяемое по [2].

В случае наличия упругого изгиба

$$N_{кр} = \beta^3 \cdot \sqrt[3]{q^2 EI}, \quad (6.62)$$

где β — коэффициент, определяемый в зависимости от радиуса упругого изгиба, геометрических характеристик трубопровода (рис. 2.7).

Представленные формулы используются для определения $N_{кр}$ при вскрытии трубопровода достаточной протяженности (более 50 м). В случае вскрытия участка небольшой длины критическое усилие может быть определено по формуле:

$$N_{кр} = \kappa \cdot \frac{4\pi^2}{\epsilon^2} \cdot EI, \quad (6.63)$$

где ϵ — длина вскрытого участка; κ — коэффициент, учитывающий отпор грунта, защемляющего концы открытого участка трубопровода, поперечным перемещениям трубы; в случае отсутствия эмпирических данных определяется по формуле:

$$\kappa = \frac{1}{1 + \frac{q_{зр}}{0,143 \cdot q_{зр} + p_{\epsilon}}}, \quad (6.64)$$

где $q_{зр}$ — отпор грунта, равный:

$$q_{зр} = \frac{E_0}{6 \cdot (1 + \mu_0)}, \quad (6.65)$$

где E_0 , μ_0 — модуль общей деформации и коэффициент поперечной деформации для данного грунта; p_{ϵ} — критическое давление для трубопровода, определяемое по формуле:

$$p_{\epsilon} = \frac{E}{4 \cdot (1 - \mu^2)} \cdot \left(\frac{\delta}{R} \right)^3, \quad (6.66)$$

где E , μ — модуль упругости и коэффициент Пуассона стали; δ — толщина стенки; R — наружный радиус трубопровода.

6.7. Результаты расчетов технологических параметров ремонтных колонн при ремонте с подъемом нефтепроводов

Основными технологическими параметрами подъема и укладки нефтепровода являются высота подъема его трубоукладчиками, общая длина приподнятого участка, число трубоукладчиков, расстояние между ними и усилие на крюках трубоукладчиков [101].

Определение технологических параметров начинают с выбора числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода и назначения технологической высоты подъема крайними трубоукладчиками, необходимой для прохождения ремонтных машин.

Количество трубоукладчиков выбирают в зависимости от диаметра нефтепровода, выполняемых операций ремонта и грузоподъемности трубоукладчиков, участвующих при подъеме нефтепровода.

Минимальное число трубоукладчиков, необходимое для подъема и укладки нефтепроводов диаметром 530 — 720 и 820— 1220 мм, должно быть соответственно не менее 3 и 4.

Для дальнейшего расчета задают технологическую высоту подъема крайним трубоукладчиком h_T , согласно паспортным данным ремонтных машин, а высоты подъема средними трубоукладчиками h_2, h_3, h_4, h_5 рекомендуется определять с соблюдением соотношений, приведенных в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Соотношение высот подъема трубопровода различными трубоукладчиками

Количество трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода	$\frac{h_1}{h_T}$	$\frac{h_2}{h_T}$	$\frac{h_3}{h_T}$	$\frac{h_4}{h_T}$	$\frac{h_5}{h_T}$
2	1	1			
3	1	1,434	1		
4	1	1,564	1,564	1	
5	1	1,656	2,138	1,561	1

Таблица 6.9

Значения коэффициентов m, η, f_{yc}, φ

Количество трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода	η	m	Коэффициент усилия для трубоукладчиков, f_{yc}		Значения φ при определении напряжений от изгиба	
			крайних	средних	в крайних пролетах	в сечениях нахождения троллея
2	6,880	0,25	2,447	-	0,497	0,765
3	8,009	0,19	2,231	1,522	0,512	0,568
4	8,845	0,15	2,071	1,327	0,525	0,465
5	10,003	0,13	2,017	1,300	0,534	0,400

Расстановку и загрузку трубоукладчиков производят из условия симметричности относительно середины приподнятого участка и обеспечения минимальных напряжений в опасных сечениях приподнятого участка нефтепровода при заданной технологической высоте подъема.

Расстояние между трубоукладчиками определяют из соотношения:

$$\ell = mL, \text{ м}, \quad (6.67)$$

где L — длина приподнятого участка нефтепровода:

$$L = \eta A \cdot \sqrt[4]{h_1}, \text{ м}, \quad (6.68)$$

где h_1 — высота подъема крайним трубоукладчиком, м; A - параметр, зависящий от характеристики трубы; m, η — коэффициенты, выбираемые в зависимости от количества трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода.

Таблица 6.10

Расчетные значения параметров A, B , и C для нефтепроводов

Наружный диаметр, D_n , мм	Толщина стенки, δ , мм	A	B	C
219	8	300,47	228,357	255,080
	9	304,02	244,432	243,378
273	8	326,89	351,734	268,648
	9	322,15	372,672	260,040
325	8	349,74	491,385	279,446
	9	355,02	523,295	270,815
377	8	368,93	658,171	290,108
	9	375,22	699,035	279,629
	10	380,51	738,570	573,166
530	9	423,18	1374,912	310,310
	10	429,92	1444,531	300,595
630	9	449,09	1961,616	327,971
	10	453,53	2045,057	312,305
	11	464,04	2152,662	307,170
720	9	468,97	2582,149	343,722
	10	477,36	2705,520	331,723
	11	485,04	2823,418	321,316
	12	491,87	2940,891	312,499
820	9	489,07	3383,875	359,931
	10	498,37	3536,434	346,662
	11	506,72	3685,375	335,337
	12	514,45	3826,994	325,262
920	9	506,84	4301,551	376,030
	10	516,90	4492,378	367,720
	11	525,82	4676,117	349,364
	12	534,38	4848,964	338,274
1020	9	523,32	5346,797	390,795
	10	533,53	5568,986	376,207
	11	549,13	5786,507	363,038
	12	552,17	6002,088	351,233
	13	560,20	6204,215	341,276
	14	567,50	6407,075	332,576

Усилие на крюках трубоукладчиков определяют из соотношения:

$$P = f_{yc} \cdot B \cdot \sqrt[4]{h_1} \cdot 9,81 \cdot 10^3, \text{ кН}, \quad (6.69)$$

где f_{yc} - коэффициент усилия при подъеме нефтепровода трубоукладчиками; B – параметр, зависящий от характеристики трубы.

Таблица 6.11

Значения коэффициентов высоты подъема

Высота подъема крайним трубоукладчиком h_1 , см	Значения коэффициентов	
	Для усилий на крюках трубоукладчиков и длины приподнятого участка $\sqrt[4]{h_1}$	Для напряжений $\sqrt{h_1}$
10	1,778280	3,162280
20	2,144740	4,472125
30	2,340350	5,477238
40	2,514870	6,324571
50	2,659148	7,071068
60	2,783158	7,745968

Таблица 6.12

**Параметры подъема нефтепровода диаметром 1020х11 мм тремя
трубоукладчиками**

Высота подъема крайними тру- боуклад- чиками $h_1 = h_3$, см	Высота подъема средними тру- боуклад- чиками h_2 , см	Рас- стояние между трубо- уклад- чиками ℓ_0 , м	Длина припод- нятого участка ℓ , м	Усилие на крю- ках край- них тру- боуклад- чиков $P_1 = P_3$, кН	Усилие на крюке среднего трубо- укладчи- ка P_2 , кН	Напря- жения в стенке трубы σ , МПа
10	14,3	14,7	77	22,9	15,7	65
20	28,7	15,2	80	27,3	18,6	92
30	43,0	19,3	102	30,2	20,6	113
40	57,4	20,8	109	32,4	22,1	130
50	71,7	22,0	116	34,3	23,4	146
60	86,0	23,0	121	35,9	24,5	159

Усилие на крюке трубоукладчика при расчетном вылете стрелы должно назначаться с учетом коэффициента перегрузки 1,1.

Напряжения в ремонтируемом нефтепроводе определяют из соотношения:

$$\sigma = \varphi \cdot C \cdot \sqrt{h_1} \cdot 10^{-1}, \text{ МПа}, \quad (6.70)$$

где φ — коэффициент, выбираемый в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепровода; C — параметр, зависящий от характеристики трубы.

Таблица 6.13

Параметры подъема нефтепровода диаметром 1020х11 мм четырьмя трубоукладчиками

Высота подъема крайними трубоукладчиками $h_1 = h_4$, см	Высота подъема средними трубоукладчиками $h_2 = h_3$, см	Расстояние между трубоукладчиками ℓ_0 , м	Длина приподнятого участка ℓ , м	Усилие на крюке крайних трубоукладчиков $P_1 = P_4$, кН	Усилие на крюке средних трубоукладчиков $P_2 = P_3$, кН	Напряжение в стенке трубы σ , МПа
10	15,6	12,8	85,4	213	136	60
20	31,2	15,2	101,6	253	162	85
30	46,8	16,9	112,4	281	179	104
40	62,4	18,1	121	301	193	126
50	78,0	19,2	128	318	204	135
60	93,6	20,1	134	333	214	148

Значения коэффициентов m , η , f_{yc} , φ приведены в табл. 6.9, значения A , B , C нефтепроводов диаметром 530 - 1020 мм в табл. 6.10, а значения $\sqrt{h_1}$ и $\sqrt[4]{h_1}$ - в табл. 6.11.

Таблица 6.14

Параметры подъема нефтепровода диаметром 1020х11 мм пятью трубоукладчиками

Высота подъема крайними трубоукладчиками $h_1 = h_5$, см	Высота подъема средними трубоукладчиками $h_2 = h_3 = h_4$, см		Расстояние между трубоукладчиками ℓ_0 , м	Длина приподнятого участка ℓ , м	Усилие на крюке крайних трубоукладчиков $P_1 = P_5$, кН	Усилие на крюке средних трубоукладчиков $P_2 = P_3 = P_4$, кН	Напряжение в стенке трубы σ , МПа
10	16,6	21,4	12,6	97	207	134	61
20	33,1	42,8	14,9	114,9	247	159	87
30	49,7	64,1	16,5	127	273	176	106
40	66,2	85,5	17,8	137	293	189	122
50	82,8	106,9	18,8	145	311	200	137
60	99,4	128,3	19,7	151	325	209	150

При производстве ремонтных работ технологические параметры подъема и укладки считаются выбранными правильно, если напряжения в поднимаемом нефтепроводе не превышают величины, установленной зависимостями (6.58). Кроме того, следует проверить обеспечение продольной устойчивости трубопровода, при этом необходимо учесть нагрев металла трубы дном солнечными лучами.

Таблица 6.15

Параметры подъема нефтепровода диаметром 530-820 мм четырьмя трубоукладчиками

Диаметр нефтепровода, D_n , мм	Высота подъема нефтепровода, м		Расстояние между трубоукладчиками ℓ_0 , м	Длина приподнятого участка ℓ , м	Усилие на крюках трубоукладчиков, кН	
	$h_1 = h_4$	$h_2 = h_3$			$P_1 = P_4$	$P_2 = P_3$
530	0,5	0,78	20,0	120	100,0	76,5
630	0,5	0,78	21,0	130	161,8	122,6
720	0,5	0,78	23,0	138	199,0	151,0
820	0,5	0,78	17,0	115	182,7	117,0

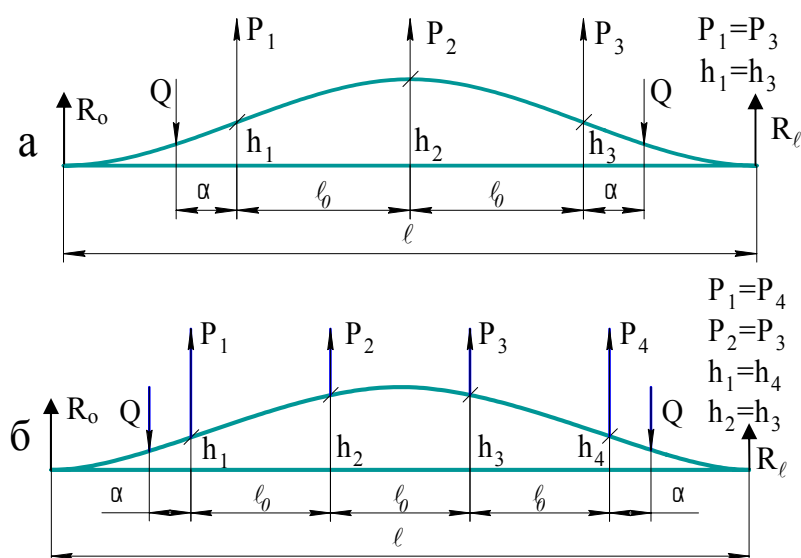


Рис. 6.10. Расчетные схемы подъема трубопроводов при учете веса и расстановки ремонтных машин: а – тремя трубоукладчиками; б – четырьмя трубоукладчиками

Если эти требования соблюдаются, то по выбранным и расчетным значениям параметров составляют технологическую схему подъема и укладки нефтепровода.

Во избежание динамических нагрузок подъем нефтепровода должен производиться одновременно всеми участвующими в подъеме

трубоукладчиками, плавно, без рывков и резких ослаблений с соблюдением соотношений высот подъема и расстояний, указанных в данной методике.

Основные технологические параметры состояния ремонтируемого нефтепровода диаметром 1020x11 мм при подъеме его тремя, четырьмя и пятью трубоукладчиками приведены в табл. 6.12, 6.13, 6.14. В табл. 6.15 представлены технологические параметры для нефтепроводов диаметрами 530-820 мм.

Таблица 6.16

**Технологические параметры и расчетные значения усилий подъема
трубопровода**

Схема подъема и расстановки ремонтных машин	Диаметр трубопровода и толщина стенки $D_n \delta$, мм	Число трубоукладчиков, h , шт	Масса ремонтной машины, Q , кН	Высота подъема трубо- провода, м		Расстояние до ремонтной машины a , м	Расстояние между трубоукладчиками, ℓ_0 , м	Длина приподнятого участка, ℓ , м	Усилия подъема трубо- провода, кН	
				h_1	h_2				P_1	P_2
а	219x5	3	10	0,63	1,01	4	13	59	19,9	8
	273x5	3	10	0,77	1,20	4	14	67	25,6	12
	325x5	3	10	0,73	1,11	4	15	72	33,1	17
	377x7	3	15	0,70	1,03	4	16	77	51,4	25
	426x6	3	15	0,68	1,01	4	17	82	62,1	33
б	530x8	4	20	0,66	1,17	4	20	112	97,2	60
	630x8	4	20	0,65	1,10	4	20	115	129	80
	720x9	4	20	0,63	1,02	4	20	118	174	100
	820x9	4	25	0,63	1,01	4	20	120	214	130
	1020x10	4	25	0,61	0,98	4	20	124	321	200
	1220x12	4	25	0,60	0,93	4	20	130	468	289

Выбранная схема подъема в процессе работы контролируется по расстоянию между трубоукладчиками и высоте подъема нефтепровода в местах нахождения троллейных тележек.

Во всех случаях необходимо выполнить проверку по грузоподъемности трубоукладчиков на расчетном вылете стрелы. При этом усилие на крюке трубоукладчика должно назначаться с учетом коэффициента перегрузки – 1,1.

Значения технологических параметров, приведенные в табл. 6.8 - 6.15 определены для нефтепроводов при условии равнопрочности их стыков и отсутствия дефектов в стенках труб, снижающих несущую способность.

При разработке проектной документации (рабочий проект, проект производства работ – ППР) расчет технологических параметров подъема и укладки нефтепроводов, количества трубоукладчиков, расстояний между ними и усилия на крюках трубоукладчиков необходимо производить с учетом технического состояния нефтепроводов, и положения и воздействия на них различных факторов.

Значения технологических параметров, приведенные в табл. 6.8 – 6.15 могут служить исходными максимальными параметрами для поверочного расчета и последующего подбора технологических параметров ремонтных колонн с учетом расстановки ремонтных машин.

Результаты расчетов уточненных параметров подъема трубопроводов тремя и четырьмя трубоукладчиками с учетом веса и расстановки ремонтных машин (рис. 6.8) приведены в табл. 6.16. Все расчетные коэффициенты и параметры подъема трубопровода приведены по результатам расчетов, выполненных в работе [54].

6.8. Расчет на прочность подземных трубопроводов при их демонтаже

При реализации различных вариантов капитального ремонта подземных газонефтепроводов методом параллельной прокладки и замены трубопровода приходится выполнять демонтаж заменяемого участка путем извлечения и укладки его на бровку разработанной траншеи трубоукладчиками.

Для предохранения стенок трубы от механических повреждений вокруг оболочки оставляется защитный слой грунта. Кроме того, правилами капитального ремонта газопроводов малых и средних диаметров для экономии ресурсов допускается извлекать подземные трубопроводы без разработки траншеи, с предварительным созданием узкой прорези над трубой малыми траншеёкопателями или рыхлением грунта.

Во всех этих случаях необходимо оценивать напряженно-деформированное состояние с учетом веса и сопротивления грунта вертикальным перемещениям трубопровода.

6.8.1. Последовательность расчета напряженно-деформированного состояния труб при демонтаже с вскрытием траншеи

Целью расчета является подбор кранов-трубоукладчиков по грузоподъемности, проверка правильности их расстановки и предохранение стенки трубы от пластических деформаций [53].

Расчетная схема демонтируемого вскрытого участка трубопровода приведена на рис. 6.11.

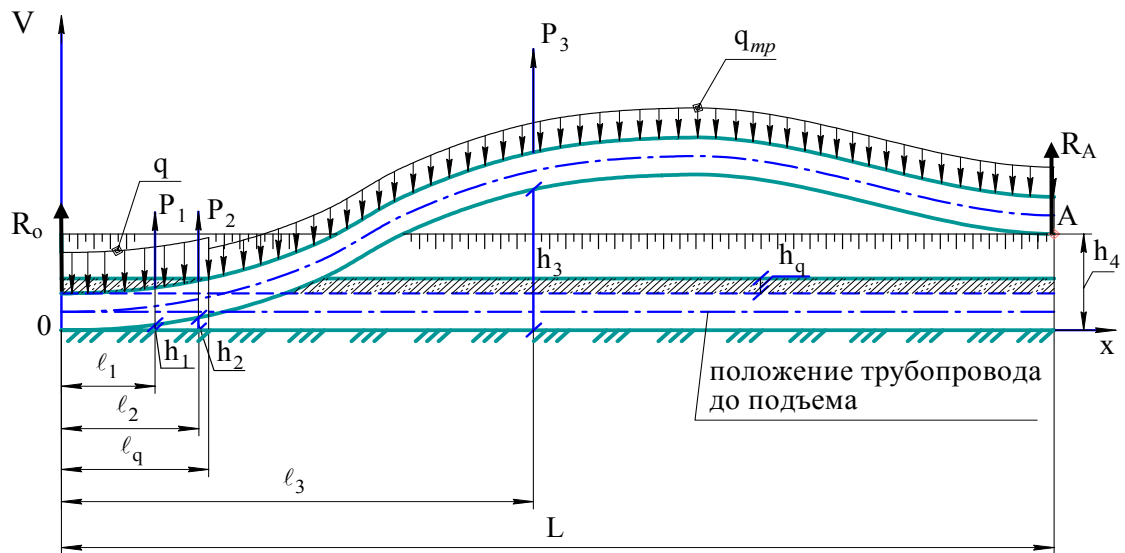


Рис. 6.11. Расчетная схема демонтажа трубопровода

Из решения дифференциального уравнения изгиба оси трубопровода без учета продольных сил определяется изгибающий момент в характерных точках поднимаемого трубопровода по формуле:

$$M_i = q(x) \cdot L^2 \cdot \omega_i, \quad (6.71)$$

где $q(x)$ – вес трубопровода; L – длина поднимаемого участка для зафиксированной расчетной схемы; ω_i – безразмерный параметр, определяемый для каждого характерного расчетного сечения № i .

Расчетными сечениями являются точки подвеса трубопровода на крюках трубоукладчиков и места установки ремонтно-очистных машин: $x = \ell_1$; $x = \ell_2$; $x = \ell_q$; $x = \ell_3$.

Вес трубопровода $q(x)$ определяется для характерных участков:

при $0 < x \leq \ell_q$, $q(x) = q + q_{mp}$;

при $\ell_q < x \leq L$, $q(x) = q_{mp}$,

где q – вес грунта; q_{mp} – вес трубы с изоляцией.

Значения безразмерного параметра ω определяются по формулам:

$$\omega = \tilde{C}_1 \tilde{\ell}_1 + \tilde{C}_2 - \frac{\tilde{q} \tilde{\ell}_1^2}{2} \quad \text{при } x = \ell_1, \quad (6.72)$$

$$\omega = \tilde{C}_1 \tilde{\ell}_2 + \tilde{C}_2 - \frac{\tilde{q} \tilde{\ell}_2^2}{2} + \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 (\tilde{\ell}_2 - \tilde{\ell}_1) \quad \text{при } x = \ell_2, \quad (6.73)$$

$$\omega = \tilde{C}_1 \tilde{\ell}_q + \tilde{C}_2 - \frac{\tilde{q} \tilde{\ell}_q^2}{2} + \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 (\tilde{\ell}_q - \tilde{\ell}_1) + \tilde{P}_2 \tilde{P}_3 (\tilde{\ell}_q - \tilde{\ell}_2) \quad \text{при } x = \ell_q, \quad (6.74)$$

$$\omega = \tilde{C}_1 \tilde{\ell}_3 + \tilde{C}_2 - \frac{\tilde{q} \tilde{\ell}_3^2}{2} + \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 (\tilde{\ell}_3 - \tilde{\ell}_1) + \tilde{P}_2 \tilde{P}_3 (\tilde{\ell}_3 - \tilde{\ell}_2) - \frac{(1 - \tilde{q})}{2} (\tilde{\ell}_3 - \tilde{\ell}_q) \quad \text{при } x = \ell_3. \quad (6.75)$$

Вспомогательные безразмерные параметры, использованные в выше приведенных зависимостях, определяются по формулам:

$$\tilde{C}_1 = \left[\frac{6}{(1 - \tilde{\ell}_3)} \left(\tilde{\epsilon}_1 - \frac{\tilde{\epsilon}_2}{\tilde{\ell}_3^2} \right) - \tilde{P}_3 (1 - \tilde{\ell}_3)^2 \right]; \quad (6.76)$$

$$\tilde{q} = \frac{q}{q_{mp}}; \tilde{\ell}_i = \frac{\ell_i}{L} (i = 1; 2; 3; q); \tilde{P}_i = \frac{P_i}{P_3} (i = 1; 2); \quad (6.77)$$

$$\tilde{C}_2 = \frac{2\tilde{\epsilon}_2}{\tilde{\ell}_3^2} - \frac{1}{3}\tilde{\ell}_3\tilde{P}_3 \left[\frac{6}{\tilde{P}_3(1-\tilde{\ell}_3)} \left(\tilde{\epsilon}_1 - \frac{\tilde{\epsilon}_2}{\tilde{\ell}_3^2} \right) - (1-\tilde{\ell}_3)^2 \right]; \quad (6.78)$$

$$\tilde{\epsilon}_1 = \frac{\tilde{q}}{24} + \frac{(1-\tilde{q})}{24}(1-\tilde{\ell}_q)^4 - \frac{\tilde{P}_1\tilde{P}_3}{6}(1-\tilde{\ell}_1)^3 - \frac{\tilde{P}_2\tilde{P}_3}{6}(1-\tilde{\ell}_2)^3 + \tilde{h}_3\tilde{h}_4; \quad (6.79)$$

$$\tilde{h}_3 = \frac{EIh_3}{q_{mp}L^4}; \tilde{h}_4 = \frac{h_4}{h_3}; \quad (6.80)$$

$$\tilde{\epsilon}_2 = \frac{\tilde{q}}{24} \cdot \tilde{\ell}_3^4 + \frac{(1-\tilde{q})}{24}(\tilde{\ell}_3 - \tilde{\ell}_q)^4 - \frac{\tilde{P}_1\tilde{P}_3}{6}(\tilde{\ell}_3 - \tilde{\ell}_1)^3 - \frac{\tilde{P}_2\tilde{P}_3}{6}(\tilde{\ell}_3 - \tilde{\ell}_2)^3 + \tilde{h}_3; \quad (6.81)$$

$$\tilde{P}_3 = \frac{3}{\tilde{\ell}_3(1-\tilde{\ell}_3)^2} \left(\tilde{\epsilon}_3 - \frac{2\tilde{\epsilon}_2}{\tilde{\ell}_3^2} \right) - \frac{3(3-2\tilde{\ell}_3)}{\tilde{\ell}_3(1-\tilde{\ell}_3)^3} \left(\tilde{\epsilon}_1 - \frac{\tilde{\epsilon}_2}{\tilde{\ell}_3^2} \right); \quad (6.82)$$

$$\tilde{\epsilon}_3 = \frac{\tilde{q}}{6} + \frac{(1-\tilde{q})}{6}(1-\tilde{\ell}_q)^3 - \frac{\tilde{P}_1\tilde{P}_3}{2}(1-\tilde{\ell}_1)^2 - \frac{\tilde{P}_2\tilde{P}_3}{2}(1-\tilde{\ell}_2)^2. \quad (6.83)$$

Усилие P_3 определяется по формуле:

$$P_3 = \tilde{P}_3 \cdot q_{mp} \cdot L. \quad (6.84)$$

При демонтажных работах толщину слоя грунта над трубопроводом следует выбрать из условия обеспечения прочности демонтируемого трубопровода, технических возможностей используемых для демонтажа техники. При необходимости грунт над трубопроводом снимается. Длина демонтируемого участка трубопровода, находящегося под слоем грунта, определяется решением уравнения

$$\begin{aligned} & \tilde{\ell}_q^4 - \tilde{\ell}_q^3 \left[\frac{\tilde{P}_3}{4\tilde{q}} (\tilde{C}_1 + \tilde{P}_1 + \tilde{P}_2) \right] - \tilde{\ell}_q^2 \left[\frac{3}{4\tilde{q}} (\tilde{C}_2 - \tilde{P}_1\tilde{P}_3\tilde{\ell}_1 - \tilde{P}_2\tilde{P}_3\tilde{\ell}_2) \right] - \\ & - \tilde{\ell}_q \left[\frac{3\tilde{P}_3}{4\tilde{q}} (\tilde{P}_1\tilde{\ell}_1^2 + \tilde{P}_2\tilde{\ell}_2^2) \right] + \tilde{P}_3(\tilde{P}_1\tilde{\ell}_1^3 + \tilde{P}_2\tilde{\ell}_2^3) + 6\tilde{h}_q = 0, \end{aligned} \quad (6.85)$$

где

$$\tilde{h}_q = \frac{h_q EI}{q_{mp} L^4}; \quad (6.86)$$

h_q – толщина слоя грунта над демонтируемым трубопроводом.

Используя условие $v'(x) = 0$, где высота подъема (прогиба) трубопровода имеет наибольшее значение, находим

$$h_{max} = \frac{q_{mp} L^4}{EI} \tilde{h}_{max}, \quad (6.87)$$

где

$$\begin{aligned}\tilde{h}_{max} = & \tilde{P}_3 \tilde{C}_1 \frac{\tilde{\ell}_0^3}{6} + \tilde{C}_2 \frac{\tilde{\ell}_0^2}{2} + \tilde{P}_3 \frac{(\tilde{\ell}_0 - \tilde{\ell}_3)}{6} + \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 \frac{(\tilde{\ell}_0 - \tilde{\ell}_1)^3}{6} + \\ & + \tilde{P}_2 \tilde{P}_3 \frac{(\tilde{\ell}_0 - \tilde{\ell}_2)^3}{6} - \frac{q \tilde{\ell}_0^4}{24} - \frac{(1 - \tilde{q})}{24} (\tilde{\ell}_0 - \tilde{\ell}_q)^4,\end{aligned}\quad (6.88)$$

$\tilde{\ell}_0 = \frac{\ell_0}{L}$; ℓ_0 – расстояние от начала изогнутого участка (где $h = 0$) до сечения, где высота подъема (прогиб) имеет максимальное значение.

Здесь $\tilde{\ell}_0$ определяется решением уравнения

$$\begin{aligned}& \tilde{\ell}_0^3 - \tilde{\ell}_0^2 [3\tilde{P}_3(\tilde{C}_1 + 1 + \tilde{P}_1 + \tilde{P}_2) - 3\tilde{\ell}_q(1 - \tilde{q})] - \\ & - \tilde{\ell}_0 [6\tilde{C}_2 - 6\tilde{P}_3(\tilde{\ell}_3 + \tilde{P}_1\tilde{\ell}_1 + \tilde{P}_2\tilde{\ell}_2) - 1 + \tilde{q} - 3\tilde{\ell}_q^2(1 - \tilde{q})] - \\ & - 3\tilde{P}_3(\tilde{\ell}_3^2 + \tilde{P}_1\tilde{\ell}_1^2 + \tilde{P}_2\tilde{\ell}_2^2) - \tilde{\ell}_q(1 - \tilde{q})(1 + \tilde{\ell}_q^2) = 0.\end{aligned}\quad (6.89)$$

Формулы (6.71) – (6.89) устанавливают зависимость между усилиями трубопровода, геометрическими характеристиками демонтируемого трубопровода, сопротивлением грунта, который находится над демонтируемым трубопроводом, высотой подъема, длиной изогнутого участка трубопровода, возникающими при подъеме напряжениями изгиба. На демонтируемом участке трубопровода действует также и продольное усилие.

При незначительной длине демонтируемого участка, особенно в начальном участке демонтажа эти продольные усилия незначительны, и ими можно пренебречь. Для расчета демонтируемого трубопровода в этом случае можно пользоваться формулами (6.71) – (6.89).

При демонтаже протяженного участка извлеченный трубопровод укладывается на грунт или на временные опоры. Протяженный трубопровод из-за трения о грунт или об опоры не имеет возможности перемещаться свободно в продольном направлении. Вследствие этого при подъеме в трубопроводе на изогнутом участке возникают продольные усилия N .

Начальное продольное усилие определяется по формуле:

$$N_0 = \alpha_t EF \Delta t, \quad (6.90)$$

где Δt – разность между температурой металла труб при демонтаже и укладке (строительстве).

Для суммарных продольных перемещений трубопровода на демонтируемом участке можно записать:

$$u = \frac{N_p^2}{2pEF} + \frac{N_p^2}{2p_\partial EF} + \frac{N_p L}{EF}, \quad (6.91)$$

где N_p – расчетное продольное усилие; L – длина изогнутого (демонтируемого) участка трубопровода; p – сопротивление продольному перемещению примыкающего подземного участка трубопровода; p_∂ – сопротивление продольному перемещению трубопровода на демонтируемом участке (на поверхности земли), приходящееся на единицу длины трубопровода.

В зависимости от значений N_0 и высоты подъема трубопровода возможны следующие случаи. В случае, когда $\Delta t = 0$ продольное усилие на демонтируемом участке трубопровода всегда будет растягивающим. Для этого случая в формуле (6.91) следует принять значение $N_p = N$. Если $\Delta t < 0$ усилия N_0 растягивающие, суммарные продольные усилия на демонтируемом участке также всегда будут растягивающими. В этом случае в формуле (6.91) значение $N_p = N - N_0$, подставляется абсолютное значение N_0 . При $\Delta t < 0$ усилия N_0 сжимающие, при подъеме трубопровода N_0 уменьшается до N . При этом могут реализоваться два случая. Первый – усилия на изогнутом участке остаются сжимающими. Расчетное усилие $N_p = N_0 - N$. Данный вариант имеет место, когда

$$u_1 < \frac{N_0^2}{2pEF} + \frac{N_0^2}{2p_0EF} + \frac{N_0L}{EF}, \quad (6.92)$$

где u_1 – удлинение трубопровода в связи с его искривлением при подъеме (разность длин изогнутой оси трубопровода и прямого трубопровода на демонтируемом участке).

Второй – в ходе подъема трубопровода изменяется направление усилия. До подъема усилие N_0 было сжимающим, а после подъема усилие становится растягивающим. Тогда расчетное усилие $N_p = N_0 + N$. Этот вариант реализуется при условии:

$$u_1 > \frac{N_0^2}{2pEF} + \frac{N_0^2}{2p_0EF} + \frac{N_0L}{EF}. \quad (6.93)$$

В формулах (6.91), (6.92), (6.93): первое слагаемое – абсолютная величина продольной деформации примыкающего подземного участка трубопровода (левее начала координат - точки О - на рис. 6.11); второе слагаемое – абсолютная деформация участка трубопровода, извлеченного из траншеи, очищенного от остатков грунта и изоляции и уложенного на поверхность строительной полосы - правее точки А.

Для всех вариантов следует иметь ввиду, что должно соблюдаться условие $N \leq L_0 p_0$, L_0 – протяженность лежащего на поверхности демонтируемого участка трубопровода. Если это условие не соблюдается, то для всех вариантов необходимо принять $N = L_0 p_0$.

Зависимость между продольными усилиями, действующими на изогнутом участке, и высотой подъема трубопровода устанавливается следующей формулой:

$$N_p = \frac{Lpp_0}{(p_0 + p)} \left\{ \left[\sqrt{1 + \frac{\pi^2 EF(p_0 + p)}{8L^2 pp_0}} \cdot \left[\frac{h_{max}^2}{\ell_0} + \frac{(h_{max} - h_4)^2}{L - \ell_0} \right] - 1 \right] \right\}. \quad (6.94)$$

Значения изгибающих моментов с учетом продольного растягивающего усилия определяется по формуле (6.71).

Безразмерные параметры изгибающих моментов при этом для характерных сечений определяются по следующим формулам:

$$\omega = 2\tilde{q}cha_1 \left[\tilde{C}_1 + \tilde{C}_2 \frac{tha_1}{a} - \frac{1}{a^2} \left(1 - \frac{1}{cha_1} \right) \right] \text{ при } x = \ell_1; \quad (6.95)$$

$$\omega = 2\tilde{q}cha_2 \left[\tilde{C}_1 + \tilde{C}_2 \frac{tha_2}{a} - \frac{1}{a^2} \left(1 - \frac{1}{cha_2} \right) \right] + 2\tilde{P}_1\tilde{P}_3sh(a_2 - a_1) \text{ при } x = \ell_2; \quad (6.96)$$

$$\omega = 2\tilde{q}cha_q \left[\tilde{C}_1 + \tilde{C}_2 \frac{tha_q}{a} - \frac{1}{a^2} \left(1 - \frac{1}{cha_q} \right) \right] + \text{ при } x = \ell_q; \quad (6.97)$$

$$+ 2\tilde{P}_1\tilde{P}_3sh(a_q - a_1) + 2\tilde{P}_2\tilde{P}_3 \cdot sh(a_q - a_2)$$

$$\omega = 2\tilde{q}cha_3 \left[\tilde{C}_1 + \tilde{C}_2 \frac{tha_3}{a} - \frac{1}{a^2} \left(1 - \frac{1}{cha_3} \right) \right] +$$

$$2\tilde{P}_1\tilde{P}_3sh(a_3 - a_1) + \text{ при } x = \ell_3; \quad (6.98)$$

$$+ 2\tilde{P}_2\tilde{P}_3 \cdot sh(a_3 - a_2) - (1 - \tilde{q}) \frac{ch(a_3 - a_q)}{a^2}$$

$$a = kL; a_1 = k\ell_1; a_2 = k\ell_2; a_3 = k\ell_3; a_q = k\ell_q; k^2 = \frac{N_p}{EI}; \quad (6.99)$$

$$\tilde{C}_1 = \frac{1}{cha - 1} \left\{ a^2 \tilde{h}_3 \tilde{h}_4 - \frac{\tilde{C}_2}{a} (sha - a) - \frac{\tilde{P}_3}{a} [sh(a - a_3) - a + a_3] - \right.$$

$$- \tilde{q} \left(\frac{1}{a^2} - \frac{cha}{a^2} + \frac{1}{2} \right) - (1 - q) \cdot \left[\frac{1}{a^2} - \frac{ch(a - a_q)}{a^2} + \frac{(a - a_q)^2}{2a^2} \right] - \quad (6.100)$$

$$\left. - \frac{\tilde{P}_1\tilde{P}_3}{a} [sh(a - a_1) - a + a_1] - \frac{\tilde{P}_1\tilde{P}_3}{a} [sh(a - a_2) - a + a_2] \right\};$$

$$\tilde{C}_2 = \frac{1}{sha_3 - a_3} \left\{ a^3 \tilde{h}_3 - a\tilde{C}_1(cha_3 - 1) - \right.$$

$$- \tilde{q} \left(\frac{1}{a} - \frac{cha_3}{a} + \frac{a_3^2}{2a} \right) - \frac{(1 - q)}{a} \cdot \left[1 - ch(a_3 - a_q) + \frac{(a_3 - a_q)^2}{2} \right] - \quad (6.101)$$

$$\left. - \tilde{P}_1\tilde{P}_3 [sh(a_3 - a_1) - a_3 + a_1] - \tilde{P}_2\tilde{P}_3 [sh(a_3 - a_2) - a_3 + a_2] \right\};$$

$$\tilde{P}_3 = \frac{A}{B}, \quad (6.102)$$

где

$$A = \left[-a\tilde{C}_1 sha - \tilde{C}_2 (cha - 1) + \frac{\tilde{q}}{a} (sha - a) + \frac{1-q}{a} [sh(a - a_q) - a + a_q] \right]; \quad (6.103)$$

$$B = ch(a - a_3) - 1 + \tilde{P}_1 [ch(a - a_1) - 1] + \tilde{P}_2 [ch(a - a_2) - 1]. \quad (6.104)$$

Безразмерный параметр h_{max} высоты подъема равен:

$$\begin{aligned} \tilde{h}_{max} = & \frac{\tilde{C}_1}{a^2} (cha_0 - 1) + \frac{\tilde{C}_2}{a^3} (sha_0 - a_0) + \frac{\tilde{P}_3}{a^2} [sh(a_0 - a_3) - a + a_3] + \\ & + \frac{\tilde{q}}{a^4} \left[1 - cha_0 + \frac{a_0^2}{2} \right] + \frac{1-\tilde{q}}{a^4} \left[1 - ch(a_0 - a_q) + \frac{(a_0 - a_q)^2}{2} \right] + \\ & + \frac{\tilde{P}_1 \tilde{P}_3}{a^3} [sh(a_0 - a_1) - a_0 + a_1] + \frac{\tilde{P}_2 \tilde{P}_3}{a^3} [sh(a_0 - a_2) - a_0 + a_2]. \end{aligned} \quad (6.105)$$

Здесь $a_0 = k\ell_0$, где ℓ_0 – расстояние от точки начала подъема (где $h = 0$) до сечения, где прогиб максимален.

Значение a_0 определяется решением уравнения

$$\begin{aligned} & \frac{\tilde{C}_1}{a} sha_0 + \frac{\tilde{C}_2}{a_2} (cha_1 - 1) + \frac{\tilde{P}_3}{a^2} [ch(a_0 - a_3) - 1] - \frac{sha_0 - a_0}{a^3} - \\ & - \frac{(1-\tilde{q})}{a^3 q} [sh(a_0 - a_q) - (a_0 - a_q)] + \frac{\tilde{P}_1 \tilde{P}_3}{a^2} [ch(a_0 - a_1) - 1] + \frac{\tilde{P}_2 \tilde{P}_3}{a^2} [ch(a_0 - a_2) - 1] = 0. \end{aligned} \quad (6.106)$$

Формулы (6.95) – (6.106) устанавливают зависимость между напряжениями в стенке трубопровода и параметрами демонтажа – $P_1, P_2, P_3, \ell_1, \ell_2, \ell_3, L, h_q, q_{mp}, q$. Суммарные продольные напряжения будут равны:

$$\sigma_{np} = \pm \frac{M}{W} - \frac{N}{F}. \quad (6.107)$$

В случае, когда на изогнутом участке действует сжимающее продольное усилие для указанных граничных условий определяется прогиб оси трубы по формуле:

$$\begin{aligned} V = & C_1 \frac{\cos kx - 1}{k^2} + C_2 \frac{kx - \sin kx}{k^3} + \frac{q_1}{k^2} \left[\frac{1 - \cos kx}{k^2} - \frac{x^2}{2} \right] + \\ & + \frac{q_{mp} - q}{k^2} \left[\frac{1 - \cos k(x - \ell_q)}{k^2} - \frac{(x - x_q)^2}{2} \right] + \sum_{i=1}^3 P_i \frac{k(x - \ell_i) - \sin k(x - \ell_i)}{k^3}. \end{aligned} \quad (6.108)$$

Значения изгибающих моментов определяются по формуле (6.71). Безразмерные параметры изгибающих моментов для характерных сечений определяются по формулам:

$$\omega = \left[\tilde{C}_2 \frac{\sin a_1}{a} - \tilde{C}_1 \cos a_1 + \frac{\cos a_1}{a^2} - \frac{1}{a^2} \right] \text{ при } x = \ell_1; \quad (6.109)$$

$$\omega = \left[\tilde{C}_2 \frac{\sin a_2}{a} - \tilde{C}_1 \cos a_2 + \frac{\cos a_2}{a^2} - \frac{1}{a^2} + \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 \frac{\sin(a_2 - a_1)}{a} \right] \text{ при } x = \ell_2; \quad (6.110)$$

$$\omega = \left[\tilde{C}_2 \frac{\sin a_q}{a} - \tilde{C}_1 \cos a_q + \frac{\cos a_q}{a^2} - \frac{1}{a^2} + \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 \frac{\sin(a_q - a_1)}{a} + \tilde{P}_2 \tilde{P}_3 \frac{\sin(a_q - a_2)}{a} \right] \quad (6.111)$$

при $x = \ell_q$;

$$\omega = \left[\tilde{C}_2 \frac{\sin a_3}{a} - \tilde{C}_1 \cos a_3 + \frac{\cos a_3}{a^2} - \frac{1}{a^2} + \frac{(1 - \tilde{q})}{a^2} [\cos(a_3 - a_q) - 1] \right] \text{ при } x = \ell_3; \quad (6.112)$$

$$\begin{aligned} \tilde{C}_1 = & \frac{1}{\cos a - 1} \left\{ a^2 \tilde{h}_3 \tilde{h}_4 - \frac{\tilde{C}_2}{a} (a - \sin a) - \frac{\tilde{P}_3}{a} [a - a_3 - \sin(a - a_3)] - \right. \\ & - \tilde{q} \left(\frac{1}{a^2} - \frac{\cos a}{a^2} - \frac{1}{2} \right) - \left(\frac{1 - q}{a^2} \right) \left[1 - \cos(a - a_q) - \frac{(a - a_q)^2}{2} \right] - \\ & \left. - \frac{\tilde{P}_1 \tilde{P}_3}{a} [a - a_1 - \sin(a - a_1)] - \frac{\tilde{P}_2 \tilde{P}_3}{a} [a - a_2 - \sin(a - a_2)] \right\}; \end{aligned} \quad (6.113)$$

$$\begin{aligned} \tilde{C}_2 = & \frac{1}{a_3 - \sin a_3} \left\{ a^3 \tilde{h}_3 - a \tilde{C}_1 (\cos a_3 - 1) \frac{\tilde{q}}{a} \left(1 - \cos a_3 - \frac{a_3^2}{2} \right) - \right. \\ & - \frac{1}{a} (1 - q) \left[1 - \cos(a_3 - a_q) - \frac{(a_3 - a_q)^2}{2} \right] - \\ & \left. - \tilde{P}_1 \tilde{P}_3 [a_3 - a_1 - \sin(a_3 - a_1)] - \tilde{P}_2 \tilde{P}_3 [a_3 - a_2 - \sin(a_3 - a_2)] \right\}; \end{aligned} \quad (6.114)$$

$$\tilde{P}_3 = \frac{B}{\Gamma}, \quad (6.115)$$

где

$$B = a \tilde{C}_1 \sin a - \tilde{C}_2 (1 - \cos a) - \frac{\tilde{q}}{a} (\sin a - a) - \frac{1 - \tilde{q}}{a} [\sin(a - a_q) - a + a_q], \quad (6.116)$$

$$\Gamma = 1 - \cos(a - a_3) + \tilde{P}_1[1 - \cos(a - a_1)] + \tilde{P}_2[1 - \cos(a - a_2)], \quad (6.117)$$

$$P_3 = q_{mp} \cdot L \cdot \tilde{P}_3. \quad (6.118)$$

Безразмерный параметр h_{max} высоты подъема равен:

$$\begin{aligned} \tilde{h}_{max} = & \frac{\tilde{C}_1}{a^2}(\cos a_0 - 1) + \frac{\tilde{C}_2}{a^3}(a_0 - \sin a_0) + \frac{\tilde{P}_3}{a^2}[a_0 - a_3 - \sin(a_0 - a_3)] + \\ & + \frac{\tilde{q}}{a^4} \left[1 - \cos a_0 + \frac{a_0^2}{2} \right] + \frac{1 - \tilde{q}}{a^4} \left[1 - \cos(a_0 - a_q) + \frac{(a_0 - a_q)^2}{2} \right] + \\ & + \frac{\tilde{P}_1 \tilde{P}_3}{a^3}[a_0 - a_1 - \sin(a_0 - a_1)] + \frac{\tilde{P}_2 \tilde{P}_3}{a^3}[a_0 - a_2 - \sin(a_0 - a_2)]. \end{aligned} \quad (6.119)$$

Значения a_0 определяются решением уравнения

$$\begin{aligned} & \frac{\tilde{C}_2}{a^2}(1 - \cos a_0) - \frac{\tilde{C}_1}{a_0} \sin a_0 + \frac{\tilde{P}_3}{a^2}[1 - \cos(a_0 - a_3)] + \frac{(\sin a_0 - a_0)}{a^3} + \\ & + \frac{(1 - \tilde{q})}{a^3 q} \cdot [\sin(a_0 - a_q) - (a_0 - a_q)] + \frac{\tilde{P}_1 \tilde{P}_3}{a^2}[1 - \cos(a_0 - a_1)] + \frac{\tilde{P}_2 \tilde{P}_3}{a^2}[1 - \cos(a_0 - a_2)] = 0. \end{aligned} \quad (6.120)$$

Формулы (6.109) – (6.120) устанавливают зависимость между напряжениями в стенке трубопровода и параметрами демонтажа $P_1, P_2, P_3, \ell_1, \ell_2, \ell_3, L, q_{зр}, q, h_q$.

Суммарные продольные напряжения определяются по формуле (6.107) с учетом правила знаков, затем выполняется проверка на отсутствие пластических деформаций в стенке трубы.

6.8.2. Расчет параметров демонтажа трубопровода без вскрытия траншеи

Эффективность капитального ремонта методом параллельной прокладки и замены трубопровода во многом зависит от затрат времени и средств на демонтаж заменяемого участка трубопровода. Правила капитального ремонта магистральных газопроводов ВСН 51-1-97 предусматривают операцию извлечения заменяемого трубопровода без вскрытия траншеи с рыхлением или частичным удалением грунта засыпки, что значительно сокращает затраты времени и ресурсов на выполнение земляных работ. Как показали наши исследования, при демонтаже отработавших свой срок трубопроводов различного назначения можно обойтись без снятия плодородного слоя и полного вскрытия траншеи, так как при этом содержание

минерального грунта в гумусном слое не будет превышать 7,5%, при том, что сроки вывода земли из оборота и затраты ресурсов будут минимальными.

В этом случае технология демонтажа трубопроводов диаметрами 377 – 820 мм выполняется по схеме, представленной на рис. 6.12, а, а способ и устройства для реализации метода защищены в авторских свидетельствах №№ 1668801 (1991г), 1784793, 1784794 (1992г). Количество трубоукладчиков и набор технических средств уточняются в соответствии с диаметром трубопровода и видом грунта.

На рис. 6.12, а показана схема демонтажа, используемая в промышленных условиях при демонтаже отработавших газопроводов диаметрами 377 и 530 мм. Демонтаж выполняется с предварительным рыхлением грунта засыпки рыхлителем бульдозера на максимально допустимую глубину с оставлением защитного слоя грунта над верхней образующей трубы не менее 0,2 м.

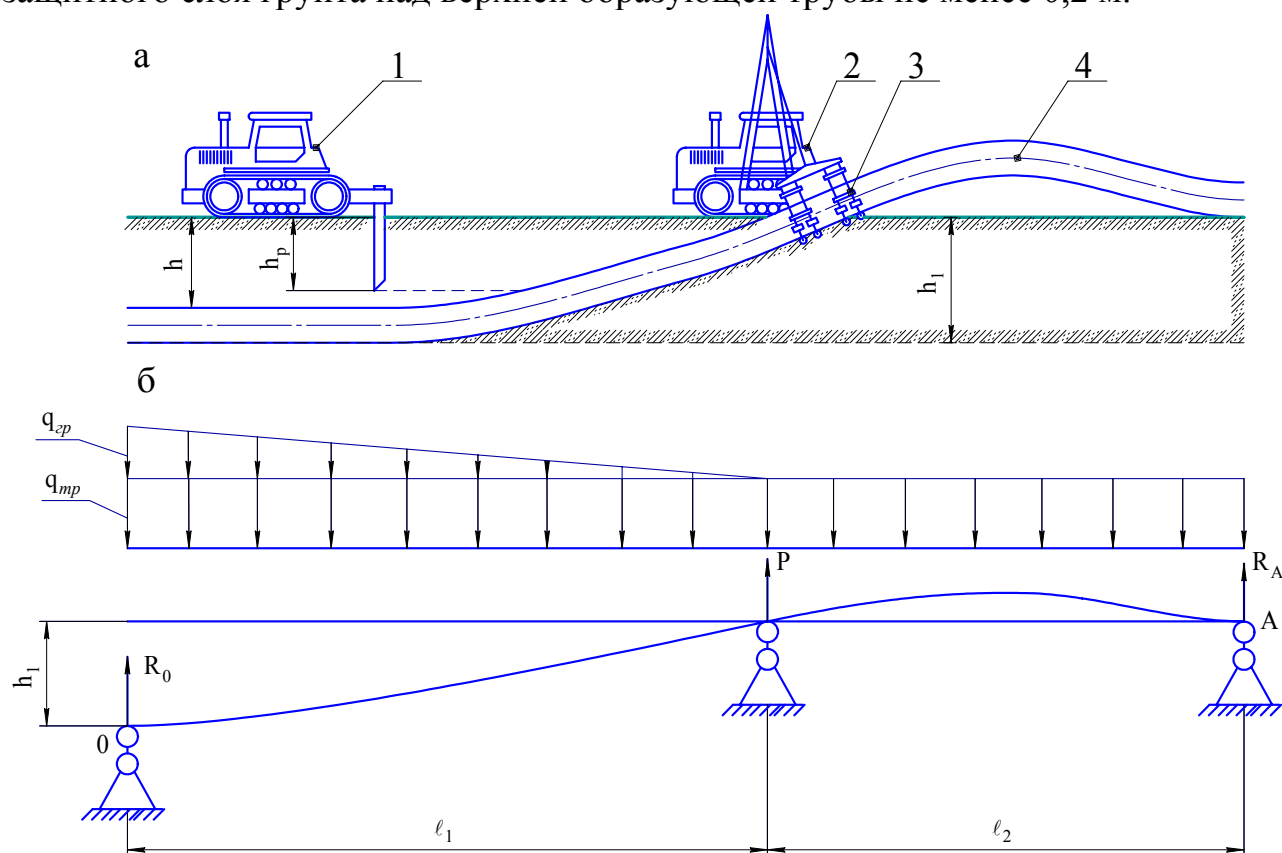


Рис. 6.12. Технологическая схема извлечения трубопровода диаметрами 377 – 820 мм без удаления грунта засыпки: а) схема выполнения работ; б) расчетная схема; 1 – бульдозер с рыхлителем; 2 – трубоукладчик; 3 – троллейная подвеска; 4 – извлеченный трубопровод

Целью расчета является проверка отсутствия пластических деформаций в процессе демонтажа без вскрытия траншеи при зазорной глубине заложения трубопровода, известных характеристиках грунта засыпках и сечения трубы с уточнением, при необходимости, числа и взаиморасположения грузоподъемных средств. Расчетная схема для рассматриваемого случая показана на рис. 6.12, б. Сопротивление грунта вертикальному перемещению трубопровода показано треугольная часть и эпюры нагрузок.

Сопротивление грунта перемещению трубопровода единичной эпюры в случае его подъема с предварительным рыхлением на глубину h_p определяется с учетом толщины защитного слоя грунта a , в пределах которого грунт остается неразрыхленным в соответствии со схемой рис. 6.13 по формуле:

$$q_{cp} = \gamma \left[D_n (a + 0,11 D_n) + \epsilon^2 \cdot \operatorname{tg} 0,7 \varphi \right] + \gamma_p \left[D_n (h_0 - \epsilon) + (h_0 - \epsilon)^2 \cdot \operatorname{tg} 0,7 \varphi_p \right] + 0,7 \left[\frac{c \cdot \epsilon}{\cos 0,7 \varphi} + \frac{k c (h_0 - \epsilon)}{\cos 0,7 \varphi_p} \right], \quad (6.121)$$

где γ , c , φ – соответственно удельный вес, сцепление и внутреннего трения защитного слоя грунта ниже границе рыхления (плотный грунт), определяются по СНиП 2.02.01-83* для грунтовых засыпок в зависимости от степени уплотнения или путем лабораторных испытаний образцов; γ_p , φ_p – удельный вес и угол внутреннего трения, определяемые с учетом коэффициента остаточного рыхления и влажности по исходным характеристикам грунта φ , γ ; D_n – наружный диаметр трубопровода; a – толщина защитного слоя грунта; ϵ – расстояние от нижней границы зоны рыхления до оси трубопровода; k – коэффициент, учитывающий восстанавливающую часть сцепления разрушенного грунта, $k = 0,2 - 0,3$.

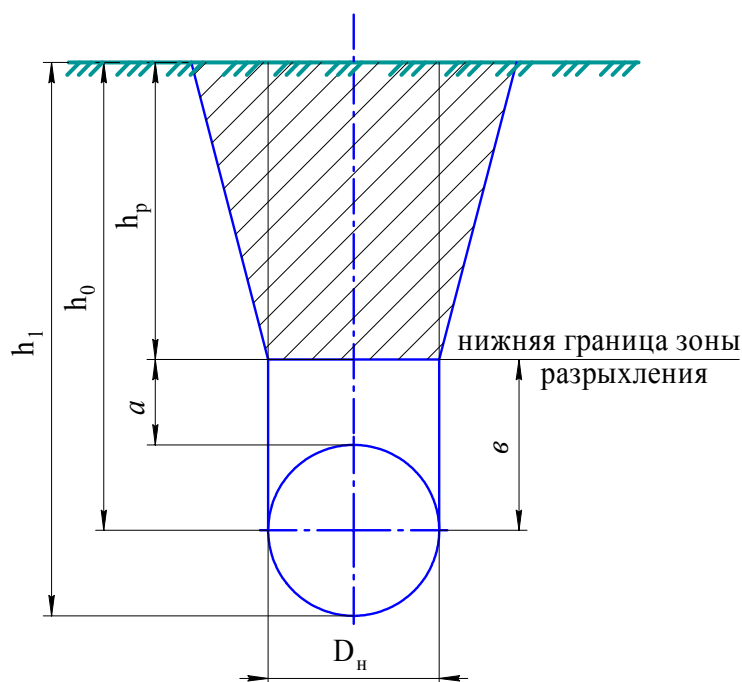


Рис. 6.13. Расчетная схема для определения сопротивления поперечному перемещению трубы с предварительным рыхлением грунта

Усилие подъема, необходимое для выдергивания трубопровода, определяется по зависимости:

$$p = q \ell_1 + q_{mp} \ell_2 - R_0 - R_A, \quad (6.122)$$

где q_{mp} – вес трубопровода; $q = q_{mp} + \frac{q_{зр}}{2}$ – усредненная распределенная нагрузка с учетом распределения грунта на участке ℓ_1 .

Реакция грунта в точке опирания О определяется по зависимости:

$$R_0 = \frac{6EIh_1}{\ell_1^3} + \frac{q\ell_1}{4}. \quad (6.123)$$

где h_1 – высота подъема трубопровода, принимаемая равной расстоянию от поверхности грунта до нижней образующей трубы.

Величина пролета ℓ_1 определяется по формуле:

$$\ell_1 = 2,46 \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_1}{q}}. \quad (6.124)$$

Далее определяется изгибающий момент в опорном сечении трубопровода:

$$M = \frac{6EIh_1}{\ell_1^2} - \frac{q\ell_1^2}{4}, \quad (6.125)$$

угол поворота сечения в точке подвески

$$\alpha_1 = \frac{1}{2EI} \cdot \left(\frac{6EIh_1}{\ell_1} - \frac{q\ell_1^3}{12} \right) \quad (6.126)$$

и длина пролета справа от точки подвески

$$\ell_2 = 2 \cdot \sqrt{2 \frac{|M|}{q_{mp}}} \cdot \cos \left[60^\circ - \frac{1}{3} \arccos \left(3EI\alpha_1 \cdot \sqrt{\frac{q_{mp}}{2|M|}} \right) \right]. \quad (6.127)$$

Опорная реакция в точке А определяется по зависимости:

$$R_A = \frac{q_{mp}\ell_2}{2} + \frac{M}{\ell_2}. \quad (6.128)$$

В завершение определяются напряжения от изгиба в стенке трубы и проверяется отсутствие пластических деформаций:

$$\sigma = \frac{M}{W} \leq 0,9R_2^H. \quad (6.129)$$

Экспериментальная проверка предложенной методики расчета напряженно-деформированного состояния проводилась на подземном трубопроводе диаметром 529 мм с толщиной стенки 8 мм. Скоростной демонтаж выполнялся в соответствии со схемой, показанной на рис. 6.12.

Глубина заложения до верха трубы составила повсеместно около 1 м. Мощность растительного слоя грунта доходила до 0,4 – 0,5 м, преимущественный вид грунта засыпки – суглинок красновато – бурый, легкий с незначительными включениями гумуса, повышенной степени уплотнения.

В процессе демонтажа измерялись следующие параметры:

1. Вертикальное усилие на крюке трубоукладчика в статическом положении при разных значениях высоты подъема.
2. Усилие подъема на крюке трубоукладчика в движении.

Предварительно производилось рыхление грунта впереди по ходу на глубину $h_p = 0,8$ м.

Высота подъема в статическом положении изменялась от 0 до 1 метра. Было выполнено два подъема в статическом положении на двух соседних участках, сходных по условиям.

Таблица 6.17

Зависимость усилия выдергивания от высоты подъема

Высота подъема от дна траншеи h , м	Показания индикатора ДОР-50, деления			Усилие выдергивания в движении P , кН	
	на 1-ом участке	на 2-ом участке	среднее	по эксперименту	рассчитанное по формуле (6.121)
0,25	9	9	9	7,8	8,1
0,50	85	65	75	65,0	61,9
0,75	130	125	127,5	110,0	101,8
1,0	221	220	220,5	191,0	181,41

После подъема трубопровода на высоту 1,0 м и выхода верхней образующей из грунта трубоукладчик вместе с очистными устройствами приходит в движение, перемещая троллейную подвеску, начинает процесс непрерывного выдергивания. В движении при постоянной высоте подъема трубопровода, равной 1 м, замеренная вертикальная составляющая усилия подъема образцовым динамометром ДОР – 50 составила 191 кН. В табл. 6.17 приведено сопоставление экспериментальных данных, полученных на демонтируемом трубопроводе диаметром 529х8 мм с расчетными параметрами по предложенной методике, показывающее удовлетворительную сходимость результатов.

6.8.3. Расчет параметров демонтажа трубопровода с частичным удалением грунта засыпки

Трубопроводы диаметром 108 – 325 мм не обладают изгибкой жесткостью, достаточной для извлечения без удаления грунта засыпки даже при рыхлении грунта. Для демонтажа таких трубопроводов предлагается технология извлечения труб с частичным удалением грунта засыпки и применением устройства разработанного ГУП «ИПТЭР».

Технологическая и соответствующая расчетная схемы извлечения трубопровода малого диаметра с использованием специального устройства и частичным удалением грунта засыпки показаны на рис. 6.14.

Соппротивление грунта защитного слоя, оставленного после частичного удаления грунта засыпки определяется по формуле:

$$q_{zp} = \gamma \cdot D_n (h - 0,39D_n) + \gamma \cdot h^2 \cdot \operatorname{tg} 0,7\varphi + \frac{0,7 \cdot c \cdot h}{\cos 0,7\varphi}, \quad (6.130)$$

где h – толщина защитного слоя грунта после частичного удаления грунта засыпки (рис. 6.15); γ , φ , c – характеристики грунта засыпки.

Расчеты выполняются по формулам п. 6.8.1. Результаты расчетов параметров напряженно-деформированного состояния трубопроводов при извлечении без удаления грунта засыпки ($D_n = 529$ мм) и с частичным удалением грунта ($D_n = 108$ мм) приведены в табл. 6.18.

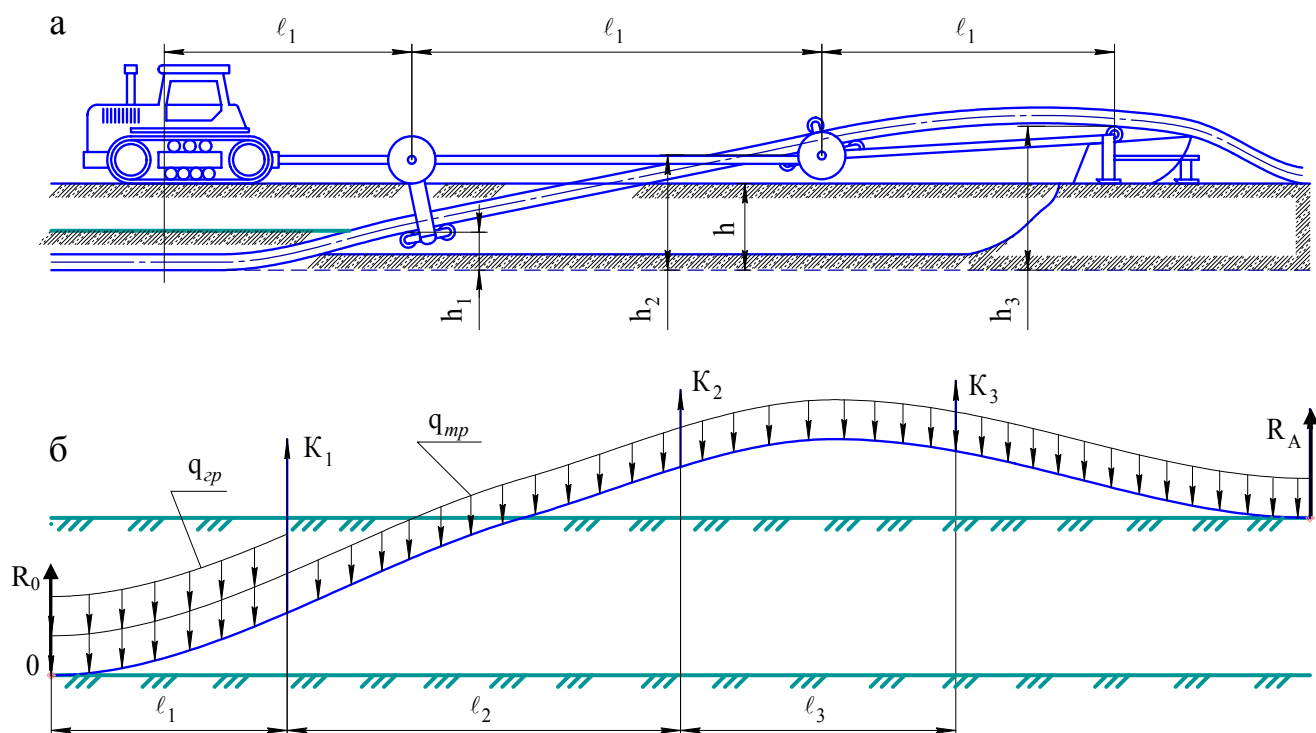


Рис. 6.14. Демонтаж трубопроводов малых диаметров с частичным удалением грунта: а – технологическая схема; б – расчетная схема

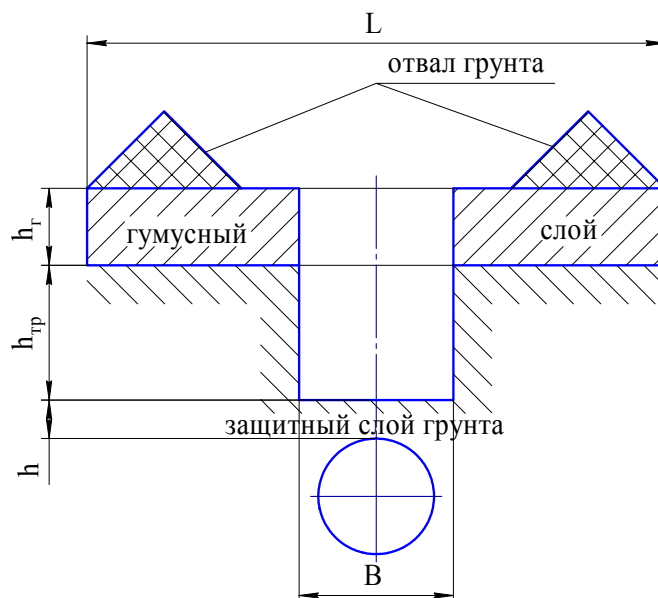


Рис. 6.15. Расчетная схема определения геометрических параметров при извлечении трубопровода методом частичного удаления грунта засыпки трубопровода

**Результаты расчетов напряженно-деформированного состояния
трубопроводов при демонтаже без удаления и с частичным удалением
грунта засыпки**

Расчетные параметры	с частичным удалением	без удаления грунта
Диаметр трубопровода, мм	108	530
Материал трубы	Ст20	17Г1С
Временное сопротивление материала трубы σ_s , МПа	420	520
Предел текучести материала трубы σ_m	250	360
Удельный вес стали $\rho_{ст}$, кН/м ³	78,5	78,5
Осевой момент инерции I , м ⁴	$2,51 \cdot 10^{-6}$	$4,444 \cdot 10^{-4}$
Осевой момент сопротивления W , м ³	$4,65 \cdot 10^{-5}$	$1,68 \cdot 10^{-3}$
Вес трубопровода $q_{тр}$, кН/м	$1,51 \cdot 10^{-1}$	1,03
Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубопровода $q_{ср}$, кН/м	6,14	9,54
Длина пролета участка трубопровода ℓ_1 , м	4,63	26,32
Реакция грунта в точке 0 R_0 , кН	12,06	106,12
Изгибающий момент на опоре M_1 , кН/м	11,58	569,07
Вертикальное усилие на крюке трубоукладчика P , кН	-	181,41
Напряжение в стенке трубы σ , МПа	249,01	338,7
Нормативное сопротивление трубопровода, равное пределу текучести материала трубы R_2^M , МПа	250	360
Экспериментально определенные значения усилия выдергивания, кН	-	191
Расхождение, %	-	6,9

6.9. Прогнозный расчет размыва грунта засыпки трубопровода на склоне

6.9.1. Расчет дождевой эрозии склона с постоянным уклоном

Расчетная схема участка трубопровода, проложенного на участке склона с постоянным уклоном, приведена на рис. 6.16.

Способность грунта противостоять размывающему действию потока характеризуется величиной донной допускаемой неразмывающей скорости течения воды $v_{дн}$. Размыв не происходит при выполнении условия, когда фактическая донная скорость потока $v_{дх}$ ниже донной допускаемой неразмывающей скорости [79].

Донная (т. е. на высоте выступа шероховатости Δ) допускаемая неразмывающая скорость для связных (глинистых) грунтов определяется по формуле:

$$v_{\Delta n} = 1,096 \cdot \sqrt{\frac{gm_p}{\gamma_w \cdot n} \cdot [(\gamma - \gamma_w)d + 0,044C_{ш}K_{нар}K_{од}]}. \quad (6.131)$$

Для несвязных грунтов (песков) донная допускаемая неразмывающая скорость равна:

$$v_{\Delta n} = 2,655 \cdot \sqrt{\frac{gm_p}{\gamma_w n} \left[(\gamma - \gamma_w)d + \frac{3,5 \cdot 10^{-4}}{d} \cdot K_{нар}K_{од} \right]}. \quad (6.132)$$

В формулах (6.131), (6.132) g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; γ_w – удельный вес воды, Н/м³; γ – удельный вес частиц грунта: для песков и супесей $\gamma = 26500$ Н/м³, для суглинков и глин $\gamma = 27000$ Н/м³; d – средний диаметр отрывающихся агрегатов грунта: для песков, супесей, суглинков и глин $d = 0,001$; $0,0031$; $0,004$; и $0,0043$ м соответственно; n – коэффициент перегрузки, учитывающий влияние пульсации скоростей потока на его размывающую способность, при отсутствии данных специальных исследований n определяется по формуле:

$$n = 1 + \frac{d}{5 \cdot 10^{-5} + 0,3d}; \quad (6.133)$$

m_p – коэффициент условий размыва, определяемый как:

$$m_p = m_2 \cdot m_3 \cdot m_4, \quad (6.134)$$

где m_2 – коэффициент, учитывающий наличие на склоне растительности, при отсутствии растительности $m_2 = 1$, при наличии неокрепшего (однолетнего) травяного покрова $m_2 = 1,5$, при наличии постоянного сенокоса или пастбища $m_2 = 9$; m_3 – коэффициент, учитывающий присутствие в потоке наносов, при наличии наносов в коллоидном состоянии $m_3 = 1,4$, при отсутствии наносов (чистый поток) $m_3 = 0,85$; m_4 – коэффициент, учитывающий исходную влажность грунта, для грунта в водонасыщенном состоянии $m_4 = 1$, для пересохшего грунта $m_4 = 0,25$;

$C_{ш}$ – сцепление грунта, определенное по методу шарового штампа (метод Цытовича) при полном водонасыщении, для супесей, суглинков и глин $C_{ш}$ составляет соответственно $20 \cdot 10^3$, $30 \cdot 10^3$ и $40 \cdot 10^3$ Н/м²; $K_{нар}$ – коэффициент, учитывающий уменьшение сил сцепления в грунте нарушенной структуры и восстановление их с течением времени, определяется по формуле:

$$K_{нар} = \frac{1}{K_p} + \left(1 - \frac{1}{K_p} \right) \cdot [1 - \exp(n_{uc}t)], \quad (6.135)$$

где K_p – коэффициент разупрочнения, для песка, супеси и суглинка $K_p = 3,2$; $4,4$ и $5,7$ соответственно; n_{uc} – коэффициент интенсивности самоупрочнения, для песка и супеси $n_{uc} = 0,08$, для суглинка – $0,15$; t – время, прошедшее с момента нарушения структуры грунта, лет; для грунтов естественного сложения $K_{нар}$

принимается равным единице; $K_{од}$ - коэффициент однородности грунта, при отсутствии экспериментальных данных $K_{од}$ принимается равным 0,5.

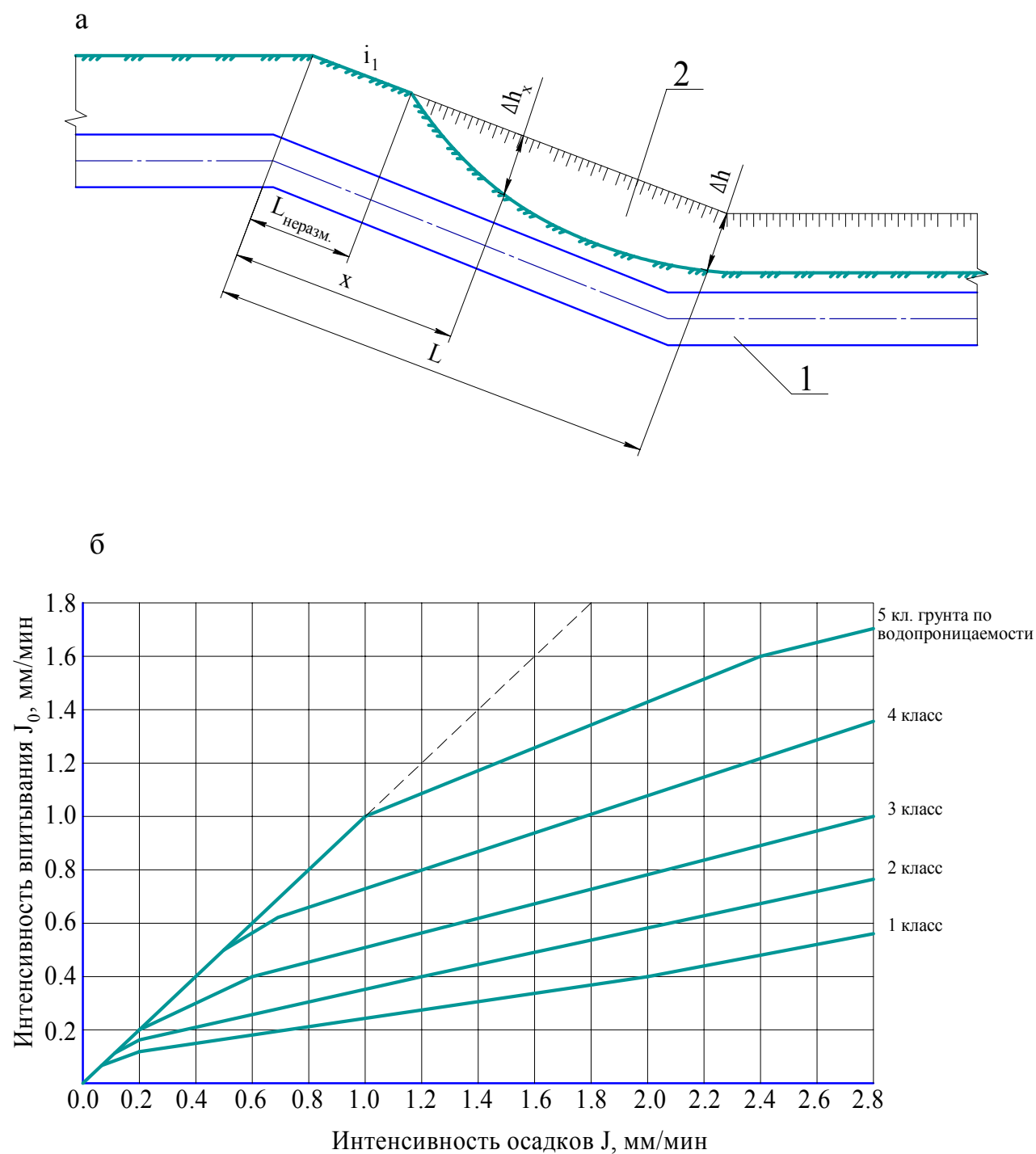


Рис. 6.16. К расчету размываемого склона с постоянным уклоном:
а - расчетная схема: 1 – трубопровод; 2 – промоина;
б – график для определения интенсивности впитывания влаги в грунт

При отсутствии достаточных данных для расчета донной допускаемой неразмывающей скорости допускается принимать ее значения по табл. 6.19.

Таблица 6.19

Примерные значения донной допускаемой неразмывающей скорости, м/с

Вид грунта	Песок	Супесь	Суглинок	Глина	Грунт, укрепленный вяжущим ВМТ-Л
В естественном залегании	0,2	0,45	0,52	0,98	-
В нарушенном состоянии	0,2	0,2	0,26	0,39	-
В нарушенном состоянии, после уплотнения	0,2	0,3	0,39	0,65	0,9

Фактическая донная скорость потока в точке, отстоящей от водораздела (верха склона) на x м (см. рис. 6.9) определяется по формуле:

$$v_{\Delta x} = 22,2 \cdot (J - J_0)^{0,3} \cdot x^{0,3} \cdot i^{0,35} \cdot n_0^{0,30} \cdot m_1^{0,7}, \text{ м/с} \quad (6.136)$$

где J - интенсивность осадков, м/с, максимальная интенсивность дождя продолжительностью $T(c)$, повторяющегося в среднем 1 раз в N лет, определяется по данным работы [113]; J_0 - интенсивность впитывания влаги в грунт, определяется по графику (рис. 6.9) в зависимости от интенсивности осадков и класса грунта по водопроницаемости, м/с, классы грунтов по водопроницаемости приведены в табл. 6.20; i - уклон склона; n_0 - коэффициент шероховатости русла потока, для грунта засыпки без растительности $n_0 = 0,025$, при наличии однолетнего травяного покрова - 0,04; m_1 - коэффициент, учитывающий отклонение характера движения склонового стока от движения ровного слоя воды, для склона, изрезанного промоинами, $m_1 = 1,5$, для выровненного склона - 1.

Таблица 6.20

Классы грунтов по водопроницаемости

Структура	Механический состав грунта			
	Глины, тяжелые суглинки	Средние и легкие суглинки	Супеси	Пески
Водопрочная макроструктура	4	5	-	-
Макроструктура средней устойчивости	2	3	4	-
Микроструктура или неустойчивая макроструктура	1	2	3	4

По формуле (6.136) рассчитывается фактическая донная скорость потока в нижней точке склона $v_{\Delta L}$, при этом в качестве x принимается длина склона L . Если полученное значение $v_{\Delta L}$ меньше $v_{\Delta h}$, размыв склона не происходит. Если $v_{\Delta L} > v_{\Delta h}$, рассчитывают длину участка, не подверженного эрозии, по формуле

$$L_{\text{неразм}} = \frac{3,4 \cdot 10^{-5} \cdot v_{\Delta h}^{3,32}}{m_1^{2,32} \cdot n_0 \cdot (J - J_0)^{1,16}}, \text{ м.} \quad (6.137)$$

Глубина размыва грунта Δh за время Δt потоком, имеющим скорость $v_{\Delta x}$ для любого x , а также глубина размыва в нижней точке склона Δh_L определяются из выражения:

$$\Delta h = 6,4 \cdot 10^{-6} \cdot d \left(\frac{v_{\Delta x}^2}{v_{\Delta h}^2} - 1 \right) \cdot \Delta t, \text{ м.} \quad (6.138)$$

При определении Δh_L в качестве $v_{\Delta x}$ принимается $v_{\Delta L}$, рассчитываемая для $x = L$.

Прогноз расчета размыва склона дождевым стоком можно проводить с использованием программы «SKLON».

6.9.2. Расчет дождевой эрозии на склонах с переменным уклоном

В том случае, если склон имеет сложную конфигурацию (переменный уклон, как на рис. 6.17), расчет весьма осложняется ввиду того, что фактическая скорость потока зависит от уклона нелинейно. В этом случае для каждого последующего (после первого) участка склона следует определять мнимое расстояние от водораздела $X_{\text{мм}}$, то есть такое расстояние, которое потребовалось бы потоку, имеющему в некоторой точке X_j – го участка с уклоном i_j скорость $v_{\Delta x j}$, для того, чтобы набрать такую же скорость, как если бы весь вышележащий склон имел такой же уклон i_j . Ввиду того, что расчет в этом случае получается весьма громоздким, был составлен приближенный метод расчета, при котором реальный склон с участками переменного уклона заменяется эквивалентным склоном с постоянным среднеквадратическим значением уклона $i_{\text{ср}}$.

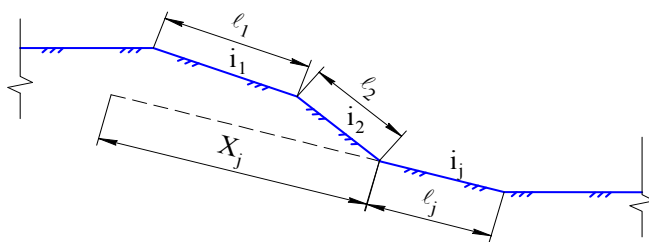


Рис. 6.17. Схема размываемого склона с переменным уклоном

**Идентификаторы исходных данных и табличных параметров
программы SKLON**

Наименование величины, единица измерения	Обозначение методики	Обозначение в программе
1	2	3
Общая длина склона	L	Ltemp
Средний уклон склона	i_{cp}	Isr
Число участков склона	-	Z
Число промежуточных точек на участке	-	N
Продолжительность осадков, ч	Δt	T
Интенсивность осадков, мм/мин	-	O1
Интенсивность осадков, м/с	j	O
Класс почвы грунта по водопроницаемости	-	S
Интенсивность впитывания, мм/мин	-	O3
Интенсивность впитывания, м/с	j_0	O3
Коэффициент шероховатости	n_0	N0
Коэффициент изборозденности склона	m_1	M1
Коэффициент условий размыва	m	M2
Сцепление грунта, кН/м ²	-	C1
Сцепление грунта, Н/м	C	C
Средний диаметр агрегата грунта, мм	-	D1
Средний диаметр агрегата грунта, м	d	D
Удельный вес частиц грунта, кН/м ²	-	G1
Удельный вес частиц грунта, Н/м ²	γ	G
Допускаемая не размывающая скорость, м/с	$v_{\Delta don}$	V9
Номер участка склона	k	n1
Длина участка, м	ℓ	L[n1]
Уклон участка	i	I[n1]
Расстояние до водораздела, м	x	X
Действительная донная скорость в конце j участка, м	$v_{\Delta xk}$	V[n1]
Длина неразмываемого участка, м	$\ell_{нераз}$	L1
Номер промежуточной точки	-	n1
Расстояние от начала участка до точки, м	-	Y[n1]
Действительная донная скорость в промежуточной точке, м/с	$V_{\Delta x}$	V[n1]
Глубина размыва в промежуточной точке, м	Δh	H[n1]
<i>Конвертированные константы и переменные</i>		
Допускаемая не размывающая скорость, м/с	$v_{\Delta don}$	V90

1	2	3
Действительная донная скорость в	$V_{\Delta x}$	V0
Длина неразмываемого участка, м	$\ell_{\text{нераз}}$	l0
Номер промежуточной точки	-	J0
Расстояние от начала участка до точки, м	-	J0
Действительная донная скорость в промежуточной точке, м/с	v_{Δ}	W0
Глубина размыва в промежуточной точке	Δh_x	W0

Среднеквадратическое значение уклона определяется по формуле:

$$i_{cp} = \frac{L^2}{\left(\sum_{k=1}^n \frac{\ell_k}{\sqrt{i_k}} \right)^2}, \quad (6.139)$$

где L – общая длина склона; ℓ_k – длина участка склона, м; i_k – уклон участка склона.

Найденное значение среднего склона i_{cp} подставляется в формулу (6.137) вместо i . Расчет проводится аналогично расчету для склонов с постоянным уклоном.

Ввиду того, что расчет получается достаточно громоздким, была составлена программа расчета SKLON.

По данной программе рассчитываются $v_{\Delta x}$, $v_{\Delta n}$, $\ell_{\text{неразм}}$, Δh для эквивалентного склона при любом числе участков.

Для удобства использования программы SKLON составлена таблица идентификаторов исходных данных и расчетных параметров (табл. 6.21).

По результатам расчета оценивается возможность водной эрозии склона, размыва засыпки трубопровода и разрабатываются противоэрозионные мероприятия в соответствии с положениями инструкции РД 51-2.4-007-98 [104].

6.10. Прогнозный расчет роста и оценка параметров оврагов

Расчетная схема для прогнозного роста оврага в виде продольного профиля приведена на рис. 6.18. Максимальную длину оврага следует определять по формуле [131]:

$$L_{ov} = \frac{H}{I_0 \ln(I_x / I_0)}, \quad (6.140)$$

где H – глубина базиса эрозии, м; I_x – уклон естественного откоса, для песчаных грунтов $I_x = 0,32$; для глины, мергеля, известняка $I_x = 0,35 - 0,4$; I_0 – уклон русла на устьевом участке оврага, определяется по формуле:

$$I_0 = \frac{v_{\Delta n}^{2,67} \cdot n_0^2 \cdot A^{0,67}}{Q_0^{0,67}}, \quad (6.141)$$

где $v_{\Delta n}$ – донная допускаемая неразмывающая скорость, м/с, определяемая по формулам (6.131), (6.132); n_0 – коэффициент шероховатости, $n_0 = 0,03$ для песчаных и глинистых грунтов, 0,005 – для скальных грунтов, мергеля, известняка; A – принятое соотношение между шириной и глубиной потока; Q_0 – максимальный расход жидкого стока заданной обеспеченности в замыкающем створе овражного водосбора, м³/с, определяется по данным работы [124].

Если профиль склона, на котором развивается овраг, имеет постоянный уклон от водораздела до устья, то от полученной расчетом длины следует вычесть величину L^* равную

$$L^* = \frac{(L - L_{ов}) I_\phi}{I_x - I_\phi}, \quad (6.142)$$

где L – длина склона, м; I_ϕ – уклон склона; $L_{ов}$ – рассчитанная по формуле (6.140) длина оврага.

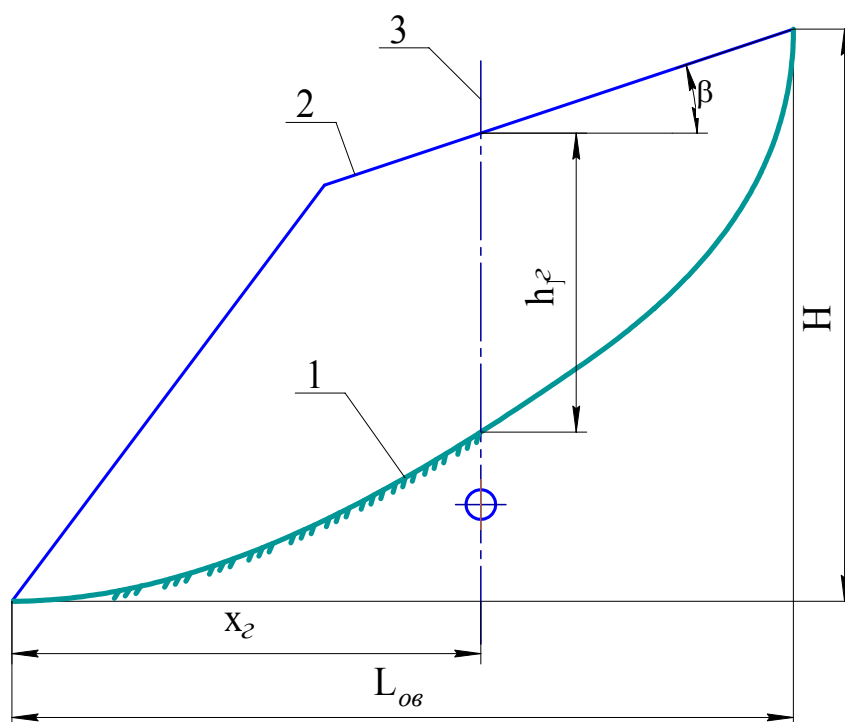


Рис. 6.18. Расчетная схема продольного профиля оврага: 1 – продольный профиль оврага; 2 – профиль склона; 3 – створ трубопровода.

Предельную глубину оврага в створе газопровода следует определять по формуле:

$$h_2 = H - I_0 \cdot x_2 - (L_{ов} - x_2) \cdot \operatorname{tg} \beta, \quad (6.143)$$

где x_2 – расстояние от устья оврага до створа трубопровода, м; β – угол наклона профиля склона в створе трубопровода.

Предельную ширину оврага в створе газопровода следует определять из выражения:

$$B_{np} = 2,8 \cdot \frac{(L_{ов} - x)}{L_{ов}} \cdot \sqrt{\frac{Q_0}{v_{\Delta n}}} + 2h_z \cdot ctg\varphi, \quad (6.144)$$

где φ - угол естественного откоса грунта.

6.11. Расчет устройств для закрепления вершин оврагов

6.11.1. Конструкции устройств для закрепления вершин оврагов

Тип гидротехнического сооружения в вершине оврага (при закреплении вершин оврагов) зависит от рельефа местности, глубины оврага, площади водосбора, долговечности сооружения, наличия строительных материалов и других факторов.

Основными типами вершинных гидротехнических сооружений являются сопрягающие сооружения: быстротоки, перепады, дренажные подушки, консольные сбросы, трубчатые закрытые сооружения и т.д. В нижнем бьефе они могут дополняться отбрасывающими устройствами: трамплинами, уступами или устройствами для гашения энергии потока.

Быстротоком называется вершинное сопрягающее сооружение в виде лотка, обеспечивающего безопасный сброс потока на дно оврага. Размеры и уклон быстротока определяются допускаемой размывающей скоростью для материала покрытия быстротока. Упрощенной конструкцией быстротока являются фашинные или деревянные лотки, устраиваемые в вершинах оврагов.

Наиболее надежными сооружениями являются бетонные и железобетонные быстротоки. Половину бетонного быстротока устраивают в виде плиты толщиной 0,3-0,7 м. По длине быстротока лоток разрезают поперечными температурными швами. Толщину плиты рассчитывают. Боковые бетонные стенки принимают конструктивно толщиной 0,3 м и высотой на 0,2 и выше глубины потока. Бетонные быстротоки можно устраивать сборной конструкции из отдельных секций.

Основной причиной аварии быстротоков является вымывание грунта из-под лотков, особенно, если сооружение врезано в грунт и размещено в вершине оврага. Кроме того, определенную роль играет и давление на быстроток грунта при его замораживании и оттаивании.

Отмеченных недостатков лишены быстротоки из грунта, закрепленного органическими или минеральными вяжущими.

Преимуществом быстротоков из закрепленного грунта является, также, возможность последующего задернения, желательного с точки зрения восстановления ландшафта. Основным требованием, предъявляемым к противозэрозионным конструкциям из закрепленного грунта, является достаточно большая сопротивляемость материала размыву. Одна из

возможных конструкций быстротока из закрепленного грунта приведена на рис. 6.19.

Основными элементами быстротока из закрепленного грунта являются:

- 1) собственно быстроток-лоток из закрепленного грунта; поперечное сечение может быть трапецевидным (см. рис. 6.19), треугольным или полукруглым;
- 2) покрытие привершинного участка, предотвращающее возникновение размывов на входе потока в лоток;
- 3) покрытие на выходе из лотка (устраивается по дну оврага);
- 4) водобойный барьер можно устраивать из каменной наброски или закрепленного грунта;
- 5) основание быстротока - насыпной минеральный грунт, послойно уплотненный;
- 6) рекультивационное покрытие - слой плодородного грунта с семенами быстрорастущих трав, отсыпaeмый поверх закрепленного грунта (на рис. 6.19 условно не показан).

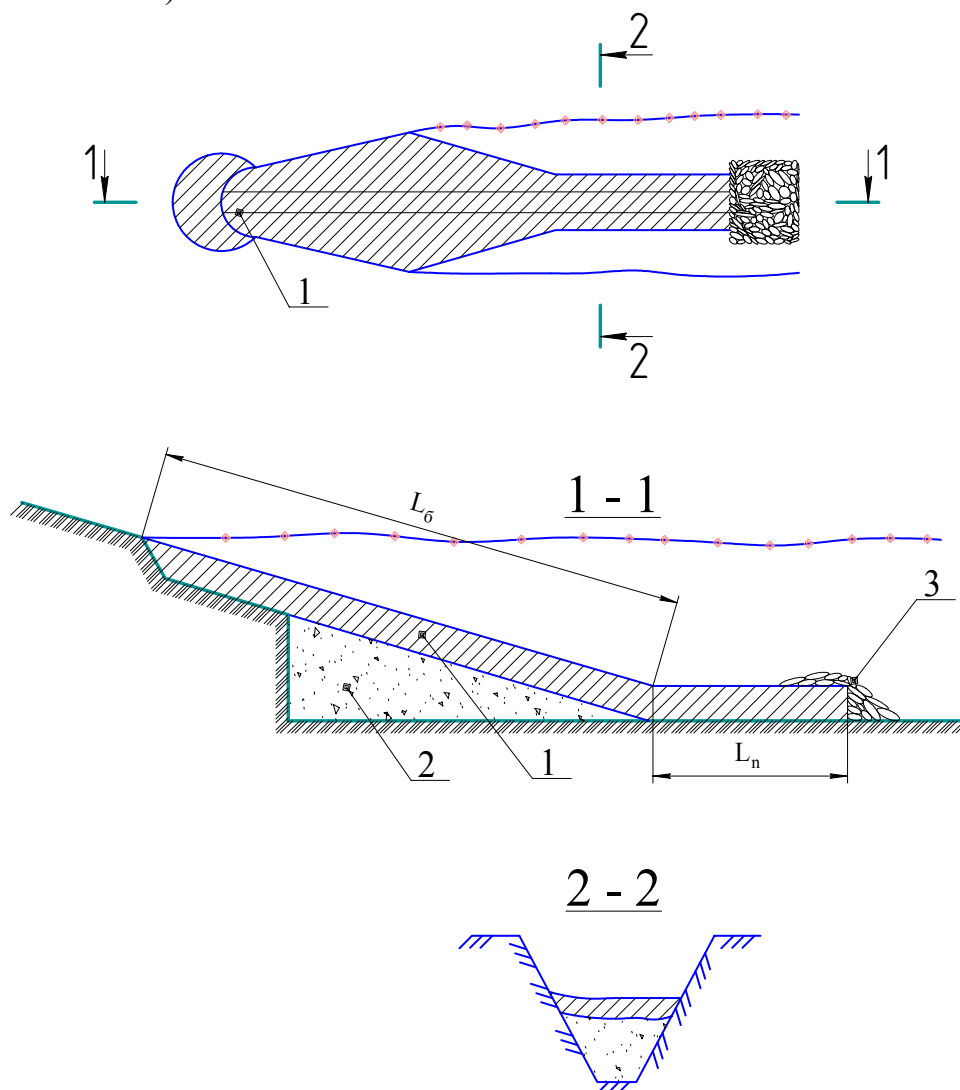


Рис. 6.19. Конструкция быстротока из закрепленного грунта в вершине оврага:

1 - закрепленный грунт; 2 - насыпной незакрепленный грунт; 3 - каменная наброска

На рис. 6.20 представлены варианты вершинного сооружения, называемого дренажной подушкой.

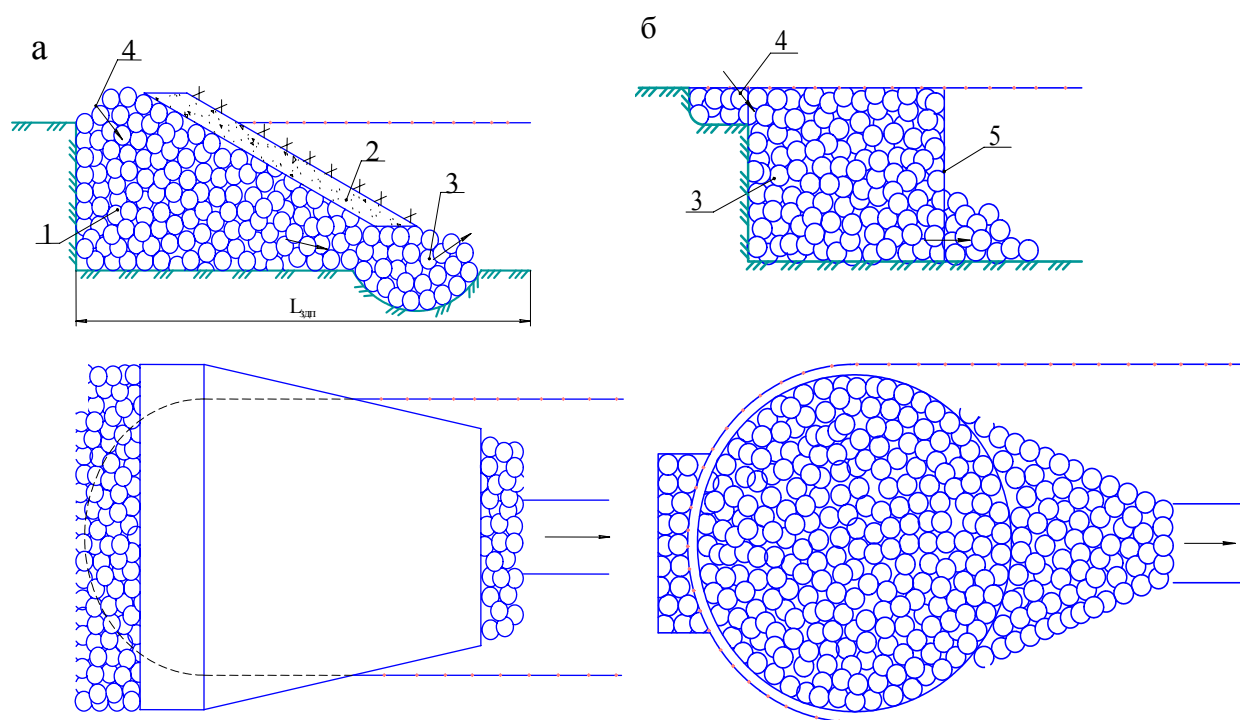


Рис. 6.20. Варианты конструкции вершинных дренажных подушек: а – задернованная дренажная подушка; б – габионная дренажная подушка; 1 – дренажный материал; 2 – слой дерна; 3 – водобойный колодец; 4 – направление движения потока; 5 – металлическая сетка

В качестве материала засыпки дренажной подушки следует использовать крупнообломочный грунт, шлак, битый кирпич, пустую породу терриконников или любой дренирующий материал с коэффициентом фильтрации 2-10 м/с.

Задернованная дренажная подушка (рис. 6.20, а) представляет собой насыпь из дренирующего материала в вершине оврага, покрытую сверху слоем растительного грунта с семенами трав и удобрениями (или слоем дерна), при этом на входе и на выходе потока насыпь из дренирующего материала оставлена открытой. Кроме того, для обеспечения безразмываемого истекания потока из слоя материала, на выходе устроен водобойный колодец. В случае заиления, через несколько лет после строительства, входного слоя дренирующего материала, поток будет стекать по сформировавшемуся дерновому покрову, который будет противостоять размыву. Такая конструкция применима в вершинах оврагов с максимальным расходом стока не более 0.5 м³/с. Преимуществом задернованной дренажной подушки является улучшение эстетических свойств ландшафта.

6.11.2. Расчет быстротока

Расчет быстротока из закрепленного грунта ведут в следующей последовательности. Задают предполагаемое значение глубины потока $h = 0,7 h_{max}$, где h_{max} – максимально возможная (по принятому поперечному профилю лотка) глубина потока, м.

Вычисляют допускаемую среднюю скорость потока по формуле [130]:

$$v_{cp} = 0,8 v_{\Delta n} \left(\lg \frac{6,1h'}{\Delta} \right), \quad (6.145)$$

где $v_{\Delta n}$ – допускаемая неразмывающая скорость, м/с; Δ – высота выступа эквивалентной шероховатости, м; принимают для: растительного слоя грунта, глины, суглинка, супеси и песка пылеватого 1 мм, для песка с размерами частиц от мелкого до крупного 5 мм, для песка гравелистого, гравия и дресвяного грунта 20 мм, для гальки и щебня – 50 мм.

Вычисляют площадь живого сечения потока по формуле:

$$\omega = Q_{p\%} / v_{cp}, \quad (6.146)$$

где $Q_{p\%}$ – расчетное значение расхода воды заданной обеспеченности $p\%$, м³/с, определяется по [124].

Вычисляют глубину потока. Если форма поперечного сечения – равнобедренная трапеция, то глубину потока определяют по формуле:

$$h = \frac{-b + \sqrt{b^2 + 4m\omega}}{2m}, \quad (6.147)$$

где b – ширина по дну; m – заложение откосов.

Проверяют совпадение h^1 и h . Значение h должно находиться в интервале от h' до $1,2 h'$. Если это условие не выполняется, изменяют h' и повторяют расчет h . После того как условие совпадения значений будет выполнено, проверяют приемлемость данной формы сечения из условия непревышения максимально возможной глубины: $h \leq 0,9 h_{max}$. В случае невыполнения данного условия изменяют форму поперечного сечения (увеличивают h_{max}).

После выполнения этого условия определяют допускаемый уклон быстротока, используя зависимости:

$$i_{\partial} = \left(\frac{v_{cp}}{w} \right)^2; \quad (6.148)$$

$$w = \frac{1}{n_0} R^z; \quad (6.149)$$

$$z = 0,37 + 2,5\sqrt{n_0} - 0,75(\sqrt{n_0} - 0,1)\sqrt{R}; \quad (6.150)$$

$$R = \omega / \chi. \quad (6.151)$$

В формулах 6.148 – 6.151 i_{∂} – допустимый уклон быстротока; w – скоростная характеристика, м/с; n_0 – коэффициент шероховатости; R – гидравлических радиус, м; χ – смоченный периметр, м.

Для равнобедренной трапеции смоченный периметр определяют по формуле:

$$\chi = b + 2h\sqrt{1 + m^2} . \quad (6.152)$$

На заключительной стадии проектирования назначают уклон быстротока, который должен быть не более допускаемого, определяют длину лотка по формуле:

$$L_{\delta} = \Delta h / I , \quad (6.153)$$

где Δh - разность высот между началом и концом лотка, м; I - назначенный уклон.

Размеры покрытия на привершинном участке задают, исходя из состояния привершинного участка и его конфигурации. Конструкция покрытия на привершинном участке должна обеспечивать поступление всего стока на лоток и исключать возможность подмыва. Длину покрытия на выходе из лотка назначают из соотношения:

$$L_n = 0,3L_{\delta} , \quad (6.154)$$

где L_{δ} - длина лотка.

Уклон покрытия на выходе равен уклону дна оврага. Высоту водобойного барьера принимают равной половине глубины потока.

Толщину покрытия из закрепленного грунта назначают из технологических соображений (в зависимости от глубины перемешивания плугом или фрезой), но не менее 0,3 м, а в нижней трети лотка - не менее 0,5 м.

6.11.3. Расчет дренажной подушки

Общая длина задернованной дренажной подушки определяется по формуле:

$$L_{з\delta n} = ctg(1 + I) \cdot \left[2t\varepsilon + \frac{\delta}{\cos \alpha} + H_{\delta} \right] , \quad (6.155)$$

где α - угол естественного откоса дренажного материала; I - средний уклон дна оврага; t - толщина слоя засыпки в узком сечении, $t = 0,5-0,7$ м; ε - коэффициент пористости дренажного материала; δ - толщина слоя дерна, $\delta = 0,3-0,5$ м; H_{δ} - высота вершинного перепада.

Пропускную способность задернованной дренажной подушки следует определять по формуле:

$$Q_{з\delta n} = K_{\phi} t S I_n^{0,5} , \quad (6.156)$$

где K_{ϕ} - коэффициент фильтрации дренажного материала; S - средняя ширина потока воды, м; I_n - пьезометрический уклон в слое засыпки, определяемый по формуле:

$$I_n = \frac{(H_{\delta} + L_{з\delta n})}{L_{з\delta n}} \cdot \cos \alpha . \quad (6.157)$$

Объем дренажного материала, необходимый для устройства задернованной дренажной подушки, следует определять из выражения:

$$V_{здн} = \frac{1}{2} H_г SL_{здн} . \quad (6.158)$$

Габионная дренажная подушка (см. рис. 6.20,1) является вариантом традиционной открытой дренажной подушки. Дренажный материал здесь удерживается от сноса металлической или другой прочной сеткой (в других вариантах можно устанавливать сетку в виде стенки, опирающейся на колья или устраивать плетень). На выходе потока из объема дренажного материала в дно оврага втрамбовывают щебень для предотвращения подмыва конструкции (может быть использована подстилка из геотекстиля, защемленная засыпкой). Длину дренажной подушки открытого типа следует определять по формуле:

$$L_{дн} = 300 \cdot \sqrt{\frac{\kappa_0 h_0 F H_г}{\varepsilon \cdot K_\phi \cdot (0,5 H_n + H_г) \cdot (F + 1)^n}} , \quad (6.159)$$

где κ_0 - параметр, характеризующий дружность половодья (для лесной и лесостепной зон Европейской части России $\kappa_0 = 0,030-0,012$) [113]; h_0 - слой суммарного весеннего стока вероятностью превышения 10 %, мм; F - площадь водосбора, км²; H_n - глубина потока при подходе к вершине оврага, м; $H_г$, ε , K_ϕ - то же, что в формулах (6.155), (6.156); n - показатель степени редукции, принимаемой по [124].

6.12. Примеры расчетов

Пример 6.1. Выполнить расчет поверхностной дождевой эрозии на участке трубопровода, проложенного по продольному склону общей протяженностью 258 м. Средний уклон $i = 0,065$. Грунт – рекультивированный чернозем нарушенной структуры с характеристиками:

- удельный вес частиц грунта $\gamma = 25000 \text{ Н/м}^3$;
- средний размер агрегата грунта $d = 3,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Средний ожидаемой суточный максимум осадков $J = 26,6 \text{ мм/сут.} = 3,083 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$. Ускорение свободного падения $g = 9,8 \text{ м/с}^2$. Удельный вес воды $\gamma_w = 11000 \text{ н/м}^3$. Сцепление грунта, определяемое по методу шарового штампа, для легких супесей и почв $c_{ш} = 20 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$. Коэффициент однородности грунта $K = 0,5$. Коэффициент разупрочнения грунта $K_p = 4,4$.

Решение

1. Коэффициент условий размыва по формуле (6.134)

$$m_p = 1 \cdot 0,85 \cdot 1 = 0,85.$$

2. Коэффициент перегрузки по формуле (6.133)

$$n = 1 + \frac{3,1 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 10^{-5} + 0,3 \cdot 3,1 \cdot 10^{-3}} = 4,163.$$

3. Коэффициент, учитывающий уменьшение сил сцепления грунта при разрушении его структуры и восстановление структуры со временем, по формуле (6.135)

$$K_{нар} = \frac{1}{4,4} + \left(1 - \frac{1}{4,4}\right) \cdot [1 - \exp(0,08 \cdot 1)] = 0,163.$$

4. Донная допускаемая неразмывающая скорость для почвогрунта по формуле (6.131)

$$v_{Дн} = 1,096 \cdot \sqrt{\frac{9,8 \cdot 0,85}{11000 \cdot 4,163} \left[(26500 - 11000) \cdot 3,1 + 0,044 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,163 \cdot 0,5 \right]} = 0,162 \text{ м/с}.$$

5. По номограмме (рис.6.16, б) интенсивность впитывания влаги в грунт для класса 3 по водопроницаемости, $I_0 = 0,89 \cdot 10^{-7}$ м/с.

6. Фактическая донная скорость потока на расстоянии x , соответствующем подошве склона, т. е. при $x = 258$ м по формуле (6.136)

$$v_{ДХ} = 22,2(3,083 \cdot 10^{-7} - 0,890 \cdot 10^{-7})^{0,3} \cdot 258^{0,3} \cdot 0,065^{0,35} \cdot 0,04^{0,30} \cdot 1^{0,7} = 0,386 \text{ м/с}.$$

7. Производится сравнение данной скорости потока с допускаемой неразмывающей скоростью:

$$v_{ДХ} = 0,318 > v_{Дн} = 0,162 \text{ м/с},$$

следовательно, склон будет размываться.

8. Длина участка, не подверженного эрозии, по формуле (6.54) и положение начальной точки промоины:

$$L_{неразм.} = \frac{3,4 \cdot 10^{-5} \cdot 0,162^{3,32}}{1^{2,32} \cdot 0,04(3,083 \cdot 10^{-7} - 0,896 \cdot 10^{-7}) \cdot 0,065^{1,16}} = 219,7 \text{ м}.$$

Образование и развитие промоины может начаться на расстоянии 219,7 м от начала склона, поэтому необходимо выполнить противоэрозионные мероприятия в полосе трубопровода на части склона, удаленной от подошвы на расстоянии; равном: $258,0 - 219,7 = 38,3$ м.

Пример 6.2. Определить допустимое значение уклона дна быстротока на вершине оврага, устраиваемого из закрепленного органическими вяжущими грунта. Допускаемая максимальная донная неразмывающая скорость для суглинка, закрепленного органическим вяжущим ВМТ-Л составляет $v_{Дн} = 2,2$ м/с.

Поперечные размеры быстротока трапецеидальной формы (рис. 6.19):

- ширина по дну $b = 1$ м;

- заложение откоса $m = 5$.

Расход воды весеннего половодья 5% вероятности превышения $Q_{5\%} = 8,8$ м³/с.

Проектируемая глубина потока $h = 0,5$ м. Высота выступа

эквивалентной шероховатости для закрепленного суглинка $\Delta=0,00407\text{м}$. Коэффициент шероховатости $n = 0,018$.

Решение

1. Средняя скорость потока в сечении по формуле (6.145)

$$v_{cp.} = 0,8 \cdot 2,2 \left(\lg \frac{6,15 \cdot 0,5}{0,00407} \right) = 5,06 \text{ м/с.}$$

2. Площадь живого сечения потока по формуле (6.61)

$$w = \frac{8,8}{5,06} = 1,74 \text{ м}^2.$$

3. Глубина потока для принятых размеров поперечного сечения быстротока по формуле (6.147)

$$h = \frac{-1 + \sqrt{1^2 + 4 \cdot 1,74 \cdot 5}}{2 \cdot 5} = 0,495 \approx 0,5 \text{ м.}$$

4. Смоченный периметр потока с поперечным сечением в виде равнобедренной трапеции по формуле (6.152)

$$\chi = 1 + 2 \cdot 0,5 \sqrt{1 + 0,5^2} = 2,118.$$

5. Гидравлический радиус сечения потока по формуле (6.151)

$$R = \frac{1,74}{2,118} = 0,822.$$

6. Гидравлические характеристики потока по формулам (6.150) и (6.149)

$$z = 0,37 + 2,5 \sqrt{0,018} - 0,75 (\sqrt{0,018} - 0,1) \sqrt{0,822} = 0,682.$$

$$w = \frac{0,822}{0,018} = 48,6.$$

7. Допустимый уклон по формуле (6.148)

$$i_d = \left(\frac{5,06}{48,6} \right)^2 = 0,011.$$

Полученное значение допустимого уклона дна быстротока используется для проектирования размеров и конструктивного оформления быстротока.

7.1 Общие представления о надежности газонефтепроводов

Магистральные газонефтепроводы и нефтепродуктопроводы, промысловые трубопроводы, трубопроводы головных сооружений магистрального транспорта нефти и газа являются сложными составляющими частями системы нефте- и газоснабжения.

Основные определения и термины теории надежности трубопроводов регламентированы ГОСТ 27.002-89 [50] и нормативными документами по нефтегазовому делу.

Система – объект, представляющий собой совокупность более простых частей (элементов системы), взаимодействующих в процессе выполнения определенной задачи и связанных функционально.

Система нефте- и газоснабжения – открытая человеко-машинная система, предназначенная для добычи нефти, газа и газового конденсата, их подготовки, передачи, транспортирования, переработки, хранения и распределения.

Магистральный трубопровод (МТ) – сложный промышленный транспортный комплекс, предназначенный для транспортировки газа, нефти, нефтепродуктов и других продуктов и включающий собственно линейную часть с переходами через естественные и искусственные преграды и наземные объекты: насосные и компрессорные станции.

Надежность (англ. dependability) – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность магистрального трубопровода состоит в устойчивой и непрерывной транспортировке и передаче нефти, нефтепродуктов и газа потребителям.

Надежность системы в общем случае включает в себя компоненты: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, безопасность, устойчивоспособность, режимную управляемость и живучесть.

В тоже время все составные части системы магистрального трубопровода состоят из отдельных конструктивных элементов.

Надежное функционирование магистрального трубопровода как сложной системы зависит как от надежности составляющих элементов, так и от устойчивого функционирования их во взаимосвязи.

Поэтому различают эксплуатационную надежность магистрального трубопровода в целом и конструктивную или механическую надежность отдельных элементов (конструкций) – труб, деталей, опор, изоляционных покрытий и т.д.

Эксплуатационная надежность магистрального трубопровода зависит в той или иной степени от всех компонентов надежности и интегрально может быть оценена коэффициентом эксплуатационной надежности $K_э$:

$$K_э = \frac{\bar{Q}}{Q_n}, \quad (7.1)$$

где $\bar{Q}$ – средняя пропускная способность трубопровода – фактическая пропускная способность, вычисленная как математическое ожидание за определенный промежуток времени (месяц, полугодие, год); Q_n – номинальная пропускная способность.

Конструктивная надежность оценивается безотказностью, долговечностью и ремонтпригодностью и безопасностью конструкции и трубопровода в целом.

Безотказность – свойство конструкции или магистрального трубопровода (МТ) непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.

Долговечность – время, в течение которого элемент или МТ сохраняет работоспособность вплоть до наступления предельного состояния.

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению должно быть прекращено по причинам:

- угрозы потери прочности, устойчивости, чрезмерных деформаций;
- неустранимого нарушения требований безопасности для персонала, населения и окружающей среды (предаварийное состояние);
- неустранимого отклонения заданных параметров перекачки за установленные пределы;
- недопустимого увеличения эксплуатационных расходов;
- необходимости проведения капитального ремонта.

При анализе долговечности МТ в процессе эксплуатации используют термины «наработка» и «ресурс».

Наработка – продолжительность работы элемента конструкции или оборудования в течение рассматриваемого периода времени (измеряется в часах, циклах, машиносменах и др. единицах).

Ресурс – наработка элемента или оборудования до предельного состояния, оговоренная технической документацией.

Остаточный ресурс – продолжительность работы элемента МТ от момента диагностирования до наступления предельного состояния.

Назначенный ресурс – наработка элемента или оборудования, при достижении которой эксплуатация должна быть прекращена независимо от состояния объекта.

Ремонтопригодность – приспособленность трубопровода к обнаружению причин возникновения повреждений и к устранению их путем проведения технического обслуживания и ремонта.

Безопасность – возможность МТ не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Анализ компонентов надежности элементов и оборудования линейной части и перекачивающих станций составляет информационную базу анализа надежности МТ как системы.

Переход конструкции в предельное состояние называется отказом. Различают **полный отказ функционирования (аварийный отказ)** и **отказ работоспособности**, когда конструкция продолжает выполнять свою функцию, но надежность ее переходит на более низкий уровень.

Поскольку на напряженно-деформированное и общее состояние трубопровода влияют множество факторов, величина которых подвержена случайным изменениям, то для оценки истинного состояния конструктивного элемента используют расчетные методы теории вероятностей и математической статистики.

Случайная величина – это характеристика или параметр, которые на практике могут принимать различные, заранее неизвестные значения x . Различают случайные значения дискретные и непрерывные.

Например, число отказов, число работающих насосных агрегатов – дискретные случайные величины; время, прошедшее от запуска агрегата до отказа, рабочее давление – непрерывные случайные величины.

Для удобства анализа характеристики и параметры трубопровода, процесса перекачки и окружающей среды принято распределять на две группы: параметры прочности R и параметры нагрузки Q .

Параметры прочности R – временное сопротивление стали σ_s , условный или физический предел текучести стали $\sigma_{0,2}(\sigma_m)$, толщина стенки труб δ_n и другие геометрические характеристики сечения трубы, сопротивление изоляции, расстояние между балластными грузами и т.д.

Параметры нагрузки Q – внутреннее давление в трубопроводе, вес продукта и трубопровода, выталкивающая сила воды, температурный перепад Δt , внутренние напряжения в стенке трубы и т.д.

Параметры прочности R и параметры нагрузки Q – случайные величины.

Генеральная совокупность – все возможные значения воображаемых наблюдений случайной величины, которые можно было бы сделать.

На практике невозможно получить генеральную совокупность вследствие ее большого объема, да это и нецелесообразно, достаточно оперировать реально достижимым числом значений случайной величины.

Выборка объема n – часть генеральной совокупности, включающая n значений случайной величины. Объем выборки n , т.е. число случайных значений, зависит от экономически обоснованной требуемой достоверности

суждений о возможном интервале изменений случайной величины: чем больше n , тем выше достоверность.

Математическое ожидание – среднее алгебраическое всех n наблюдаемых значений случайной величины в выборке объема n :

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}. \quad (7.2)$$

Вероятность события – численная мера объективной возможности наступления этого события.

Пусть A – событие, X – установленное конкретное значение случайной величины x . Пусть событие A заключается в том, что конкретное значение X больше любого случайного значения параметра x :

$$A = X > x. \quad (7.3)$$

Тогда запись $P(A) = P(X > x)$ будет означать вероятность события, заключающегося в том, что данное конкретное значение случайной величины X всегда будет больше ее любого случайного значения.

Интервалы изменения $P(A) = 0-1$. Когда $P(A) = 0$, событие A не произойдет ни при каких обстоятельствах.

При $P(A) = 1$ событие произойдет обязательно независимо ни от чего.

При $P(A) = 0,5$ шансы за и против будут 1:1.

Функция распределения случайной величины $F(x)$ – это функция, описываемая вероятностью того, что конкретное значение случайной величины всегда меньше ее случайного значения:

$$F(x) = P(X < x). \quad (7.4)$$

Если случайная величина определена на всей числовой оси, то функция распределения имеет вид (рис.7.1), т.е. такая случайная величина теоретически может принимать любые значения. Функция распределения для положительных случайных величин показана на рис. 7.2, а.

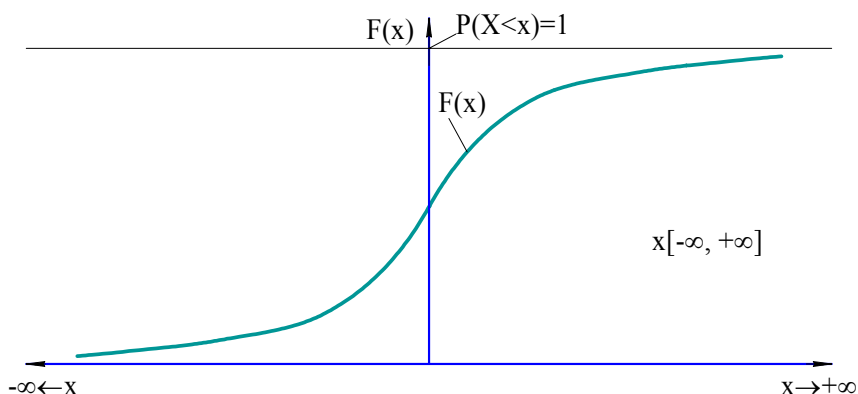


Рис 7.1. Функция распределения для любых значений случайной величины

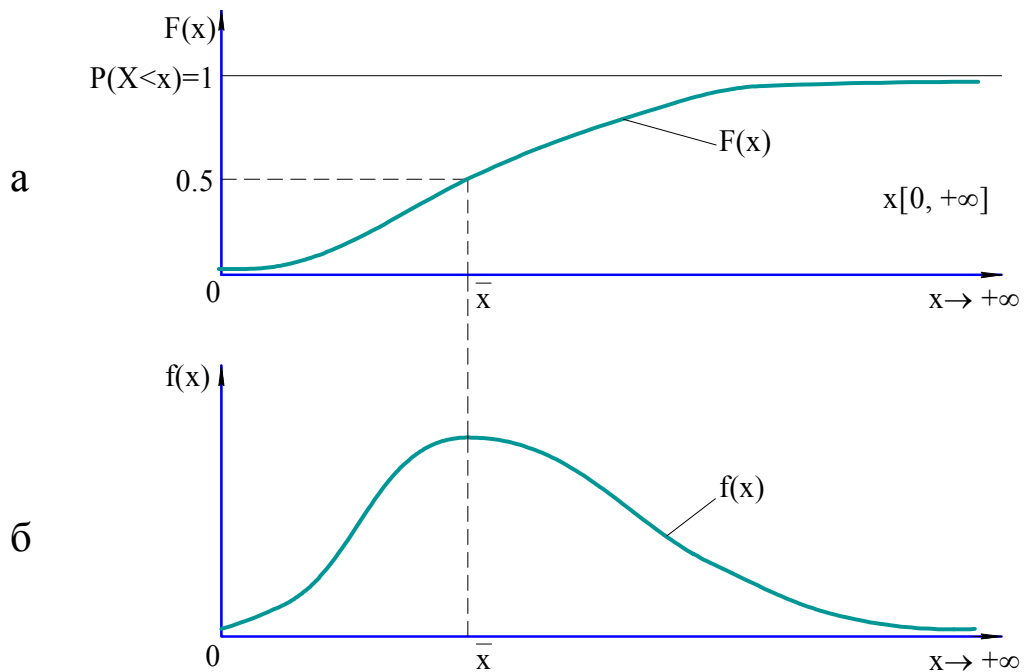


Рис 7.2. Функция распределения (а) и плотность распределения (б) положительной случайной величины

Плотность распределения случайной величины $f_x(x)$ и законы распределения. Плотностью распределения непрерывной случайной величины называется производная функции распределения по x :

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} = F'(x). \quad (7.5)$$

Справедлива и обратная зависимость независимо от пределов интегрирования:

$$F(x) = \int f(x) \cdot dx. \quad (7.6)$$

Свойства плотности распределения:

Свойство 1. $f(x) \geq 0$ – плотность распределения число неотрицательное.

Свойство 2. $F(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) \cdot dx = 1$, т. к. $P(X < x) = 1$ для симметричной

области изменения или, если случайная величина может принимать любое значение, то всегда найдется случайное ее значение x , которое больше данного конкретного значения X .

Для положительной числовой полуоси тоже справедливо выражение (7.6):

$$F(x) = \int_0^{+\infty} f(x) dx. \quad (7.7)$$

График плотности распределения случайной величины на положительной числовой полуоси показан на рис. 7.2, б.

Для выяснения практического смысла плотности распределения случайной величины рассмотрим результаты испытания образцов трубной стали на растяжение по ГОСТ 1497-84*. Было испытано 20 образцов. Из-за

неоднородности состава и механических свойств получился разброс значений прочности.

Результаты были обработаны, вычислены средние значения предела прочности на растяжение σ_{σ} в заданных интервалах с округлением до 10 (табл.7.1).

Таблица 7.1

Результаты испытаний стали на растяжение

Номер интервала	Число образцов n_i	Среднее значение σ_{σ} , МПа	Номер интервала	Число образцов n_i	Среднее значение σ_{σ} , МПа
1	1	460	5	3	540
2	2	470	6	2	550
3	3	480	7	1	560
4	8	510	-	-	-

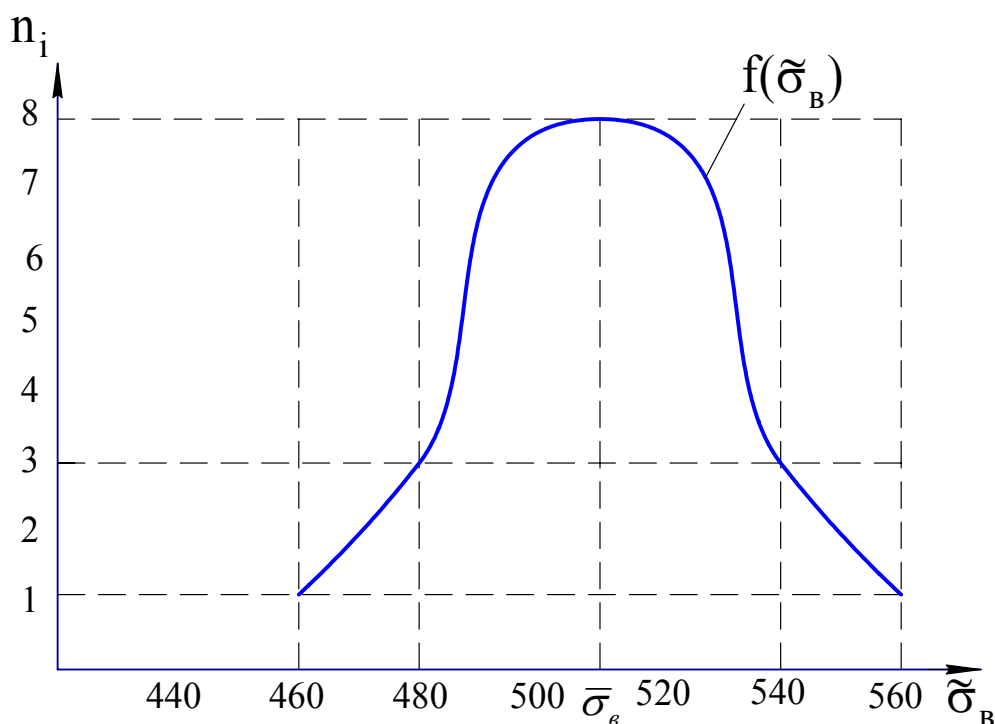


Рис.7.3. Частота распределения значений прочности на растяжение

Построена зависимость числа образцов, соответствующего среднему значению σ_{σ} в каждом интервале, от $\bar{\sigma}_{\sigma}$ (рис. 7.3).

Из графика видно, что плотность распределения случайной величины – это распределение частоты случаев появления определенных конкретных значений случайной величины. Нетрудно рассчитать, что в этом примере математическое ожидание предела прочности равно $\bar{\sigma}_{\sigma} = 510$ МПа.

Плотность распределения случайных величин в зависимости от физической сущности рассматриваемых параметров и процессов, влияющих на разброс их значений, может быть описана различными аппроксимирующими функциями.

Известны виды распределений: равномерное, нормальное, логарифмически – нормальное, экспоненциальное, гамма – распределение, биномиальное и др. В расчетах прочности строительных конструкций и при исследовании дефектов стенок труб широко применяются нормальный и логарифмически-нормальный законы распределения.

Например, разброс характеристик материалов, значений нагрузок и воздействий, изменение условий работы, учитываемые при проектировании объектов транспорта и хранения, достаточно хорошо описываются нормальным законом распределения (рис. 7.4):

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\hat{x}}} \cdot \exp\left[-\frac{(x - \bar{x})^2}{2\hat{x}}\right], \quad (7.8)$$

где $\bar{x}$ – математическое ожидание; $\hat{x}$ – дисперсия случайной величины.

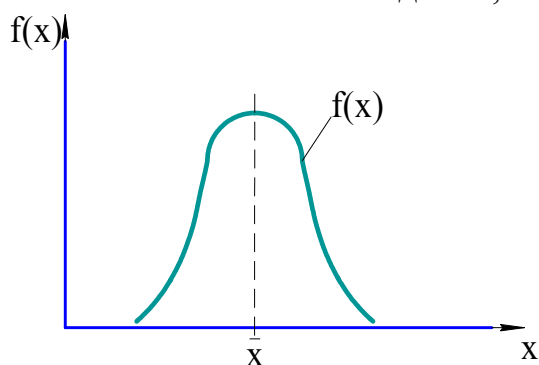


Рис.7.4. График плотности нормального распределения

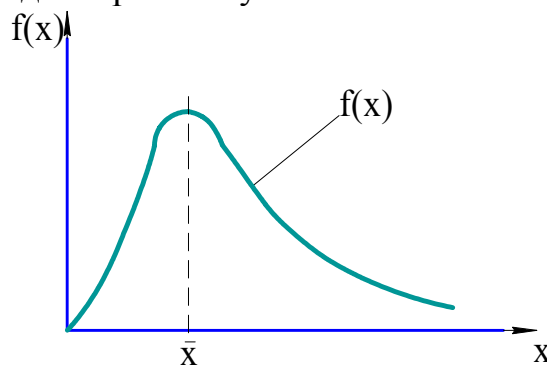


Рис. 7.5. График плотности логарифмически–нормального распределения

Некоторые характеристики эксплуатируемых трубопроводов, например, размеры коррозионных дефектов стенки трубы (глубина, диаметр), подчиняются логарифмически – нормальному закону распределения (рис. 7.5):

$$f(x) = \frac{M}{x\sqrt{2\pi \cdot \hat{x}}} \cdot \exp \frac{(\lg x - \bar{x})^2}{2\hat{x}}, \quad (7.9)$$

где M – коэффициент перехода от десятичных логарифмов к натуральным.

Дисперсия случайной величины характеризует среднеквадратическое значение разброса отдельных значений из выборки объема n и определяется по формуле:

$$\hat{x} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}. \quad (7.10)$$

Представление об абсолютной величине разброса наблюдаемых значений случайной величины относительно ее математического ожидания дает **стандарт** отклонения случайной величины $\hat{x}$:

$$\hat{x} = \sqrt{\hat{x}}. \quad (7.11)$$

7.2. Расчет вероятности отказа стенки трубы

Безотказность трубопровода, как свойство непрерывно сохранять работоспособность в течение заданного времени, обеспечивается, если не происходит переход трубопровода в предельное состояние в виде разрушения путем потери прочности, устойчивости или развития чрезмерных деформаций. Поэтому основной количественной характеристикой, позволяющей оценить степень безотказности, является вероятность разрушения, потери устойчивости или чрезмерных деформаций, т.е. вероятность отказа.

Когда случайное значение параметра прочности $\tilde{R}$ больше случайного значения параметра нагрузки $\tilde{Q}$, то в данный момент отказа не произойдет, и наоборот. Этот простой факт позволяет для анализа безотказности ввести понятие резерва или запаса прочности S :

$$S = R - Q. \quad (7.12)$$

Резерв или **запас прочности** S – случайная величина:

$$\tilde{S} = \tilde{R} - \tilde{Q}. \quad (7.13)$$

Если $\tilde{S} > 0$, то в данный момент отказа не произойдет.

Если $\tilde{S} \leq 0$, отказ произойдет обязательно.

Учитывая случайный характер запаса прочности $\tilde{S}$, анализ возможности отказа выполняется для математического ожидания запаса прочности

$$\bar{S} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{S}_i \quad (7.14)$$

путем сравнения

$$\bar{S} > 0. \quad (7.15)$$

Выполнение неравенства (7.15) обеспечивает с какой-то вероятностью безотказность конструкции.

Вероятность отказа – это вероятность невыполнения неравенства (7.15).

$$\begin{cases} V = P(\bar{S} \leq 0) - \text{вероятность отказа;} \\ W = P(\bar{S} > 0) - \text{вероятность безотказной работы.} \end{cases} \quad (7.16)$$

Если $V = 0$, то разрушения конструкции не должно произойти гарантировано. На практике $V = 0$ достигается только за счет очень больших экономических затрат, поэтому речь может идти об экономически обоснованных и обеспечивающих промышленную и экологическую безопасность допускаемых значениях вероятности отказа.

Вероятность отказа и вероятность безотказной работы дополняют друг друга до единицы:

$$W = 1 - V. \quad (7.17)$$

В общем случае, при любой плотности распределения случайной величины вероятность отказа определяется [107]:

$$V = \int_{-\infty}^{+\infty} f_Q(x) \cdot F_R(x) \cdot dx = 1 - \int_{-\infty}^{+\infty} f_R(x) \cdot F_Q(x) \cdot dx. \quad (7.18)$$

При нормальном законе распределения случайных величин $\tilde{R}$ и $\tilde{Q}$ для положительной числовой полуоси вероятность отказа определяется:

$$V = \frac{1}{2} - \Phi(\gamma), \quad (7.19)$$

где $\Phi(\gamma)$ – интеграл вероятности Гаусса,

$$\Phi = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^\gamma \exp\left(-\frac{\gamma^2}{2}\right) \cdot d\gamma, \quad (7.20)$$

γ – характеристика безотказности, определяемая по формуле:

$$\gamma = \frac{\bar{S}}{\hat{S}}, \quad (7.21)$$

где $\bar{S}$ – математическое ожидание запаса прочности; $\hat{S}$ – стандарт отклонения запаса прочности.

Математическое ожидание запаса прочности определяется как

$$\bar{S} = \bar{R} - \bar{Q}, \quad (7.22)$$

где $\bar{R}$, $\bar{Q}$ – математическое ожидание параметров прочности и параметров нагрузки, определяемые по зависимостям:

$$\bar{R} = \frac{\sum_{i=1}^n \tilde{R}}{n}; \quad (7.23)$$

$$\bar{Q} = \frac{\sum_{i=1}^n \tilde{Q}}{n}. \quad (7.24)$$

Стандарт отклонения запаса прочности рассчитывается как:

$$\hat{S} = \sqrt{\hat{S}} = \sqrt{\hat{R} + \hat{Q}}, \quad (7.25)$$

где $\hat{S}$ – дисперсия запаса прочности; $\hat{R}$, $\hat{Q}$ дисперсии параметров прочности и параметров нагрузки, определяемые по формулам:

$$\hat{R} = \frac{\sum_{i=1}^n (\tilde{R} - \bar{R})^2}{n}; \quad (7.26)$$

$$\hat{Q} = \frac{\sum_{i=1}^n (\tilde{Q} - \bar{Q})^2}{n}, \quad (7.27)$$

где $\tilde{R}, \tilde{Q}$ – известные случайные значения параметров прочности и нагрузки. Интеграл вероятности определяется по таблицам интегралов или вычисляется на компьютере. Полученное значение вероятности сравнивается с допускаемым для данного класса сооружений:

$$V \leq V_{доп}. \quad (7.28)$$

В случае невыполнения условия (7.28) выполняется анализ факторов, которые повлияли на результат и производится регулирование параметров, характеристик и факторов. Разрабатываются практические рекомендации для снижения вероятности отказа.

Для оценки значимости различных характеристик и параметров на величину вероятности отказа рассматриваются графики плотностей распределения параметров прочности и нагрузок, используемых в механическом расчете трубопроводов. Все возможные значения запаса прочности $\tilde{S}$ при нормальном законе распределения параметров прочности и нагрузки зависят от координат аппроксимирующих функций $f_R(\tilde{R})$ и $f_Q(\tilde{Q})$ (рис. 7.6).

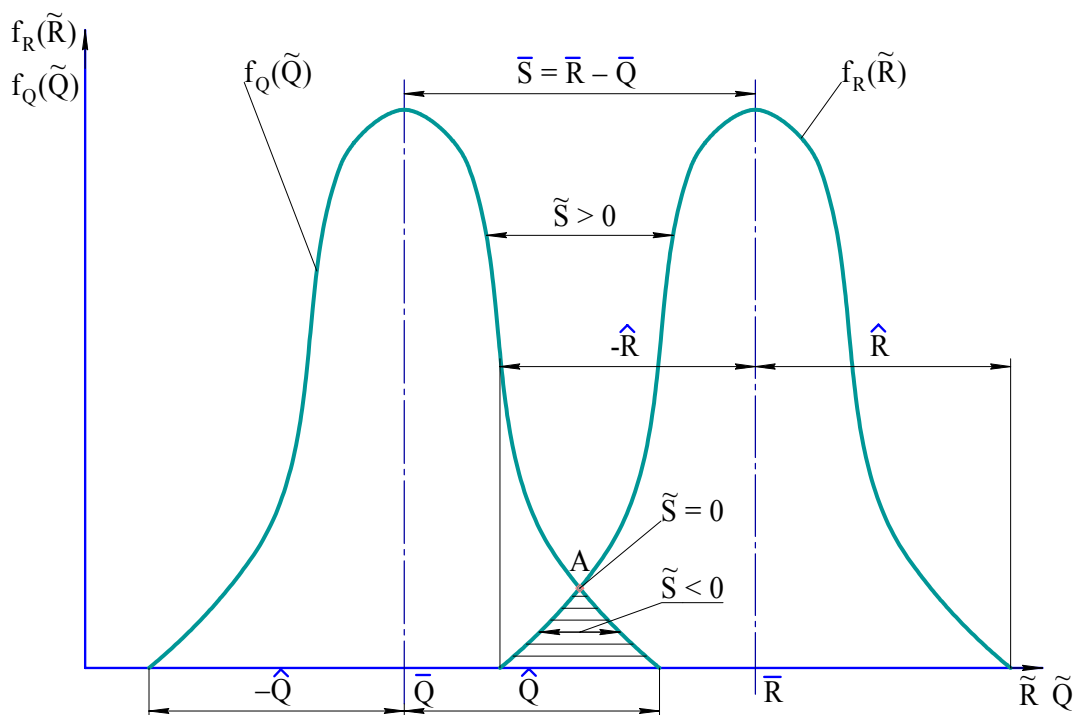


Рис. 7.6. График к анализу запаса прочности

Заштрихованная зона, в которой случайные значения запаса прочности ($\tilde{S} = \tilde{R} - \tilde{Q}$) имеют отрицательный знак ($\tilde{S} < 0$), является зоной безусловных отказов. В точке А пересечения графиков $f_R(\tilde{R})$ и $f_Q(\tilde{Q})$ запас прочности ($\tilde{S} = 0$), выше точки А – запас прочности ($\tilde{S} > 0$), следовательно, отказов не будет.

Для уменьшения вероятности отказа, что графически соответствует уменьшению площади заштрихованной зоны необходимо, в соответствии с формулами (7.19) и (7.20), увеличить значение характеристики безопасности γ . Из формулы (7.21) следует, что этого можно достичь путем:

- 1) увеличения математического ожидания запаса прочности $\bar{S}$ при постоянном значении стандарта отклонения запаса прочности $\hat{S}$;
- 2) уменьшения стандарта отклонения запаса прочности $\hat{S}$ при постоянном значении математического ожидания $\bar{S}$;
- 3) изменения одновременно в нужную сторону обоих параметров $\bar{S}$ и $\hat{S}$.

Из формулы (7.22) видно, что увеличения математического ожидания запаса прочности $\bar{S}$ можно добиться путем увеличения параметра прочности $\bar{R}$ и уменьшения параметра нагрузки $\bar{Q}$. Это означает применение трубных сталей более высокого класса и уменьшение напряжения в стенке трубы либо за счет снижения давления в трубе и других нагрузок, либо за счет увеличения толщины стенки, что обычно и делается в практике проектирования. Однако это направление регулирования безотказности ограничено соображениями проектной производительности и чрезмерных затрат материала.

Формула (7.25) показывает, что снижение стандарта отклонения запаса прочности $\hat{S}$ может быть обеспечено уменьшением дисперсий параметра прочности $\hat{R}$ и параметра нагрузки $\hat{Q}$. Для этого можно, например, рекомендовать разработку и применение более качественных сталей с меньшим разбросом механических и геометрических характеристик, а также оптимизацию режима работы трубопроводов, более плавное и качественное включение резервных насосов и т. д., т. е. перевод проектной и материально-технической базы трубопроводов на более высокий технологический уровень.

7.3. Метод контроля состояния изоляционного покрытия при эксплуатации по ГОСТ Р 51164-98

7.3.1. Основные представления об электрохимической коррозии подземных трубопроводов

На поверхности металлических изделий, находящихся в контакте с почвенным электролитом, вследствие местных неоднородностей состава металла или электролита возникает большое количество коррозионных элементов, природа которых аналогична природе гальванических элементов. При этом коррозионному разрушению подвергаются анодные участки, имеющие более отрицательный электрохимический потенциал по сравнению с близрасположенными катодными участками.

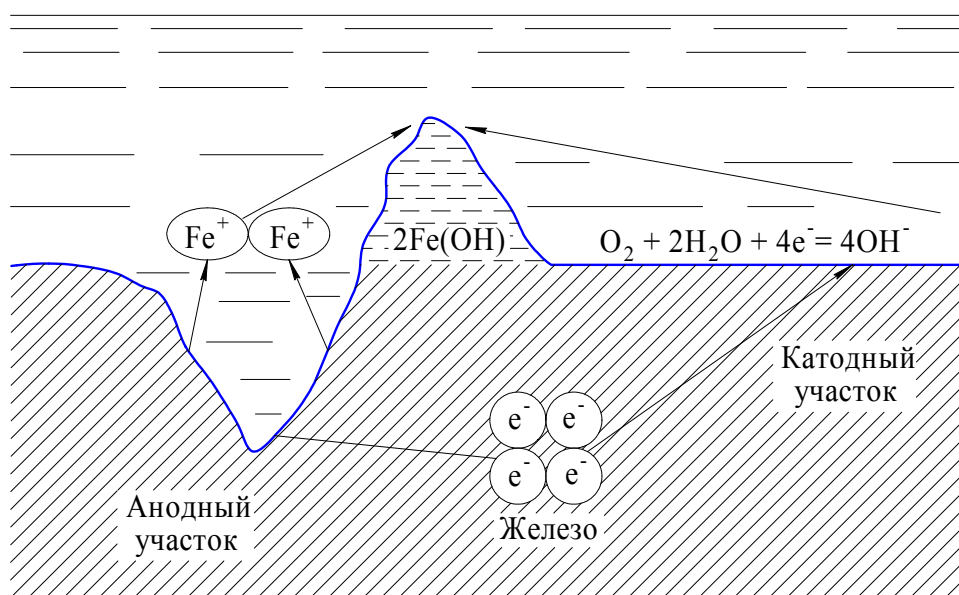


Рис. 7.7. Модель коррозионного микроэлемента

Электрохимическая коррозия – результат работы коррозионных гальванических элементов. Она происходит следующим образом (рис.7.7): на анодных участках протекает реакция окисления с образованием ионов металла Fe^{2+} , а на катодных участках под влиянием кислорода образуется гидроокись (как результат протекания реакции кислородной деполяризации). Ионы Fe^{2+} и OH^- направляются друг к другу и образуют нерастворимый осадок $Fe(OH)_2$, который может разлагаться на окись железа и воду ($Fe(OH)_2 \rightarrow Fe_2O_3 + H_2O$). Высвобождающиеся при реакции окисления электроны от анодного участка по металлу изделия перетекают к катодному участку и участвуют в реакции восстановления.

Основными условиями возникновения почвенной коррозии металлов являются следующие:

- наличие разности потенциалов двух разноименных металлических изделий или их деталей, а также отдельных участков поверхности одного и того же металла;
- наличие контакта двух металлов или двух участков металла с электролитом;
- соединение анода и катода металлическим проводником, которым является металл сооружения, если на его поверхности возникли анодные и катодные участки;
- наличие в электролите диссоциированных ионов.

Такие условия всегда наблюдаются на поверхности любого металла, погруженного в почвенный электролит или имеющего на поверхности тонкую пленку влаги, поэтому степень опасности коррозионного разрушения оценивают не по возможности его возникновения, а по скорости и величине потерь металла.

Таким образом, коррозионный процесс соответствует положительному току, току катионов металла в коррозионную среду, на металле протекает анодная реакция, которая для железа записывается:



Часть электронов с помощью окислительной реакции соединяется с присутствующим в порах грунта кислородом:



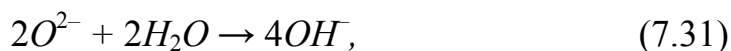
Эта реакция относится к типу катодных реакций, чем больше кислорода, тем больше отводится выделившихся электронов, тем выше деполяризация. Однако из-за высокой валентности железа и ограниченности содержания кислорода в порах грунта электролит все высвободившие электроны отводить не в состоянии, а количество отводимых электронов зависит от ионного состава электролита и температуры. Поэтому в естественных условиях в металле накапливается какое-то количество избыточных электронов.

В результате на металле трубы появляется отрицательный заряд, который относительно электролита в естественных условиях создаёт так называемый естественный потенциал трубы относительно земли U_e , для трубных сталей $U_e = -0,3 \dots -0,4$ В.

Одновременно могут происходить и другие реакции:

а) окислительные катодные реакции

- гидратация:



- диссоциация H_2O :



- наводороживания:



б) восстановительные реакции в электролите, например:



Из сущности электрохимической коррозии следует вывод: для торможения процесса коррозии необходимо обеспечить поляризацию поверхности металла созданием избытка электронов (катодная поляризация) и замедлением перехода ионов железа в электролит (анодная поляризация), что достигается комплексной защитой от коррозии.

7.3.2. Сущность и основные параметры комплексной защиты от коррозии

Комплексная защита подземных трубопроводов от электрохимической коррозии включает в себя:

1) катодную поляризацию металла трубы путём обеспечения притока избыточных электронов от отрицательного полюса постороннего источника постоянного тока и организацией протекания восстановительных реакций в

электролите грунта за счёт разрушения металла специальных устройств – анодных заземлителей и протекторов (активная защита);

2) анодную поляризацию путём затруднения доступа кислорода, гидроксильной группы OH^- и других активных восстановителей грунтовой среды к металлу трубы, т.е. созданием непроницаемых для электролита грунта и газов защитных покрытий на поверхности трубы (пассивная защита).

Активная (электрохимическая защита) подземных или соприкасающихся с грунтом конструкций может быть реализована в следующих вариантах:

- 1) катодная защита;
- 2) протекторная защита;
- 3) электродренажная защита.

Электродренажная защита заключается в сохранении катодных зон, образовавшихся в трубопроводе в местах входа блуждающих токов от электрофицированного рельсового транспорта, и в устранении одновременно образовавшихся при этом анодных зон путём отвода (дренажа) блуждающих токов с этих зон в рельсовую часть цепи электротяги или сборную шину отводящих линий тяговой подстанции.

Протекторная защита заключается в катодной поляризации металла трубы током защиты, создаваемым крупным гальваническим элементом, в котором роль катода играет металлическая поверхность защищаемого сооружения, а роль анода – металлы или сплавы металлов, имеющих более высокий по сравнению с железом естественный потенциал (цинк, магний и др.)

Катодная защита создаётся подключением отрицательного полюса источника постоянного тока к трубопроводу, положительного полюса – специальному аноду – заземлителю. При этом электрическая цепь замыкается через электролит грунта и на оголённых участках трубопровода в местах повреждения изоляции начнётся процесс катодной поляризации. Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 7.8.

На анодном заземлителе реализуется восстановительная анодная реакция и обеспечивается протекание защитного тока, поставляющего к металлу трубы избыток электронов, т.е. катодную поляризацию и поддержание на трубопроводе отрицательного защитного потенциала. Этот потенциал называется «наложенным потенциалом трубы относительно земли» (наложенный потенциал «труба-земля»).

Протекание защитного тока катодной защиты характеризуется следующими электрическими параметрами:

- 1) $U_{m.z.n}$ – наложенный потенциал «труба-земля», В;
- 2) $U_{m.z.e}$ – естественный потенциал «труба-земля», В; $U_{m.z.}$ – смещение разности потенциалов, В;
- 3) I – защитный ток, А;
- 5) R_n – переходное сопротивление «труба-земля», Ом·м².

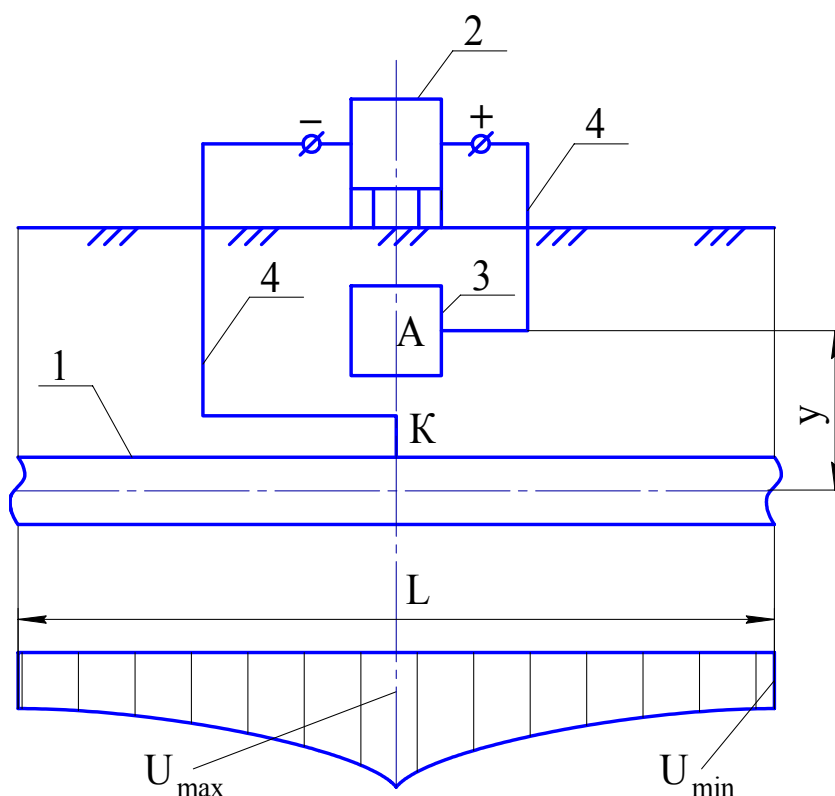


Рис. 7.8. Принципиальная схема катодной защиты:
1 – трубопровод; 2 – катодная станция; 3 – анодное заземление; 4 – соединительные провода; y – расстояние от оси трубопровода до анодного заземлителя

Смещение разности потенциалов определяется по формуле:

$$U_{m.z.} = U_{m.z.n.} - U_{m.z.e.} \quad (7.35)$$

Противокоррозионное защитное покрытие характеризуется следующими основными показателями:

- удельное электросопротивление материала покрытия – ρ , Ом·мм²/м;
- переходное сопротивление изоляционного покрытия по контакту «труба-земля» – R_n , Ом·м²;
- адгезия покрытия (Н/м, Н/м²);
- электрическая сплошность (кВ/мм толщины покрытия);
- газопроницаемость;
- водопроницаемость.
- характеристики механической прочности (прочность на растяжение, твёрдость, ударная прочность и др.).

Эффективная активная защита подземных трубопроводов может быть обеспечена только при условии соответствия изоляционных покрытий требованиям ГОСТ Р 51164–98, так как анодную поляризацию невозможно обеспечить, если не будет сплошности и прилипания к поверхности трубы, а защитный потенциал на расчётном проектном протяжении не обеспечится, если электрическое сопротивление изоляционного покрытия будет недостаточным.

Для обеспечения эффективной защиты от коррозии значения максимальных и минимальных защитных потенциалов «труба-земля» по ГОСТ Р 51164–98 должны составлять:

– с омической составляющей:

$$U_{max} = -3,5 \text{ В}, \quad U_{min} = -0,9 \text{ В};$$

– поляризационные потенциалы:

$$U_{max} = -1,15 \text{ В}, \quad U_{min} = -0,85 \text{ В}.$$

Из анализа причин отказов линейной части МТП видно, что значительная часть отказов происходит из-за коррозионных повреждений стенок трубы. Таким образом, необходимость и сроки капитального ремонта изоляции подземных трубопроводов зависят от сохранности антикоррозионной изоляции и наличия на всём трубопроводе защитного потенциала, создаваемого средствами ЭХЗ (катодная и протекторная защита).

Диэлектрические свойства антикоррозионной изоляции характеризуется, как известно, в соответствии с ГОСТ Р 51164–98 величиной так называемого переходного сопротивления по поверхности контакта изолированной поверхности с грунтом (по контакту «труба-земля») R_n [Ом·м²].

В соответствии с ГОСТ Р 51164–98 величина переходного сопротивления может определяться двумя методами:

1) в определённом месте – путём вскрытия трубопровода и непосредственного замера методом «мокрого контакта»;

2) на всём обследуемом или сдаваемом участке – интегральной оценкой среднего переходного сопротивления изоляционного покрытия на участке.

Для интегральной оценки переходного сопротивления на действующем трубопроводе используются электрическая схема существующих станций катодной защиты (СКЗ) и контрольно-измерительные пункты (КИП), устраиваемых одновременно с СКЗ при строительстве.

Как в естественных условиях, так и при включении СКЗ в металле трубы относительно земли существует какая-то разность потенциалов $U_{м.з.}$ – потенциал «труба-земля».

Из теории ЭХЗ известно, что среднее значение естественного потенциала стали относительно ионной среды обычных грунтов колеблется около $U_{м.з.} = -0,4 \text{ В}$. Установлено, что для обычных температур (не выше +20 °С) $U_{м.з.} = -0,6 \text{ В}$ является термодинамическим порогом возможности коррозии.

При $U_{м.з.} \leq -0,6 \text{ В}$ в большинстве грунтов, не обладающих нейтральной реакцией, начинается процесс электрохимической коррозии, поэтому ГОСТ Р 51164–98 обязывает принимать наименьшее значение наложенного потенциала: $U_{min} = -0,85 \text{ В}$ для поляризационного потенциала по медно-сульфатному электроду сравнения (МСЭ), а с учётом омической составляющей (т.е. вычисленное через ток и сопротивление) значение $U_{min} = -0,90 \text{ В}$.

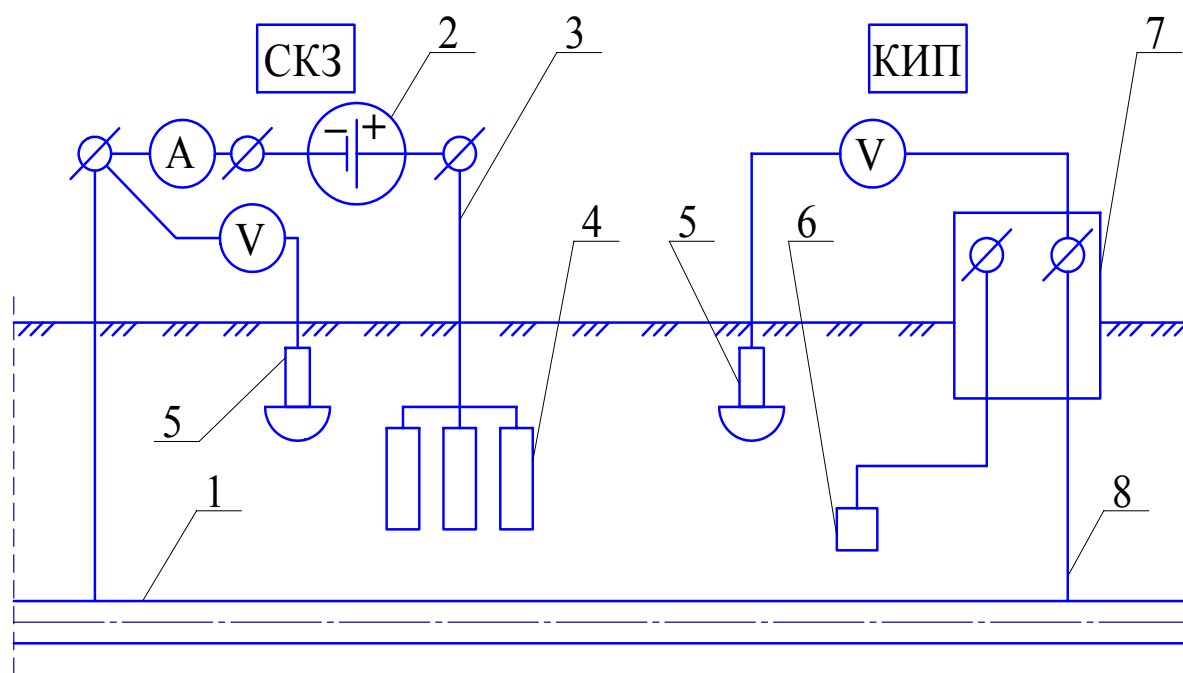


Рис. 7.9. Электрическая схема определения потенциала «труба-земля» с использованием электрической схемы СКЗ и КИП:

1 – трубопровод; 2 – источник тока СКЗ; 3 – соединительные кабели СКЗ; 4 – анодные заземлители; 5 – переносной медно-сульфатный электрод сравнения (МСЭ); 6 – датчик естественного потенциала «труба-земля»; 7 – железобетонный или стальной столбик КИП; 8 – катодный вывод – электрод

Поэтому на СКЗ, учитывая естественное уменьшение $U_{m.з}$ потенциала по мере удаления от СКЗ, нужно обеспечить возможно большее значение $U_{m.з}$, но не более U_{max} во избежание образования значительного количества водорода между изоляцией и стенкой трубы.

Итак, при $|U_{m.з}| < |U_{min}|$ происходит усиленная коррозия, а при $|U_{m.з}| > |U_{max}|$ происходит ускоренное отслаивание плёнки из-за образования водорода. Поэтому величина наложенного потенциала должна удовлетворять условию $|U_{min}| < |U_{m.з}| < |U_{max}|$.

Если переходное сопротивление R_n будет по какой-то причине слишком малым, то СКЗ не может обеспечить выполнения условия $|U_{min}| < |U_{m.з}| < |U_{max}|$.

Поэтому для законченных строительством трубопроводов ГОСТ Р 51164–98 регламентирует минимальное значение R_n .

С течением времени, из-за старения или повреждения изоляции R_n уменьшается, что приводит к снижению потенциала $U_{m.з.}$, поэтому для интегральной оценки защищённости трубопровода линейно-эксплуатационные службы обязаны не реже двух раз в год измерять разность потенциалов одновременно с другими мерами по контролю изоляции с использованием электрической схемы и зажимов СКЗ и КИП (рис. 7.9).

Для участка магистрального трубопровода, находящегося в эксплуатации, переходное сопротивление «труба-земля» определяется как

среднеквадратическая величина, определяемая как для зоны защиты каждой СКЗ, так и для большого участка или всего трубопровода.

7.3.3. Контроль защитных потенциалов и определение переходного сопротивления изоляции

Измерение защитных потенциалов и определение переходного сопротивления выполняется в соответствии с положениями ГОСТ Р 51164-98 [53] регулярно в ходе сезонных обследований защищенности от коррозии или при необходимости

Не менее, чем за сутки до проведения измерений естественного потенциала, выключают установки катодной защиты на участках, защищаемых данной катодной станцией, и примыкающих участках. Естественную разность потенциалов «труба-земля» $U_{т.з.ек}$ измеряют по всей длине контролируемого участка на КИП и контактах СКЗ.

Для измерения наложенного потенциала «труба-земля» $U_{т.з.нк}$ включают станцию катодной защиты не позднее, чем за 3 часа до начала измерений. Записывают силу тока катодной установки и измеряют наложенный потенциал в каждой точке.

По собранным исходным данным выполняются расчеты переходного сопротивления изоляции в такой последовательности (геометрические параметры схемы СКЗ и номера КИП и СКЗ приведены на рис 7.10):

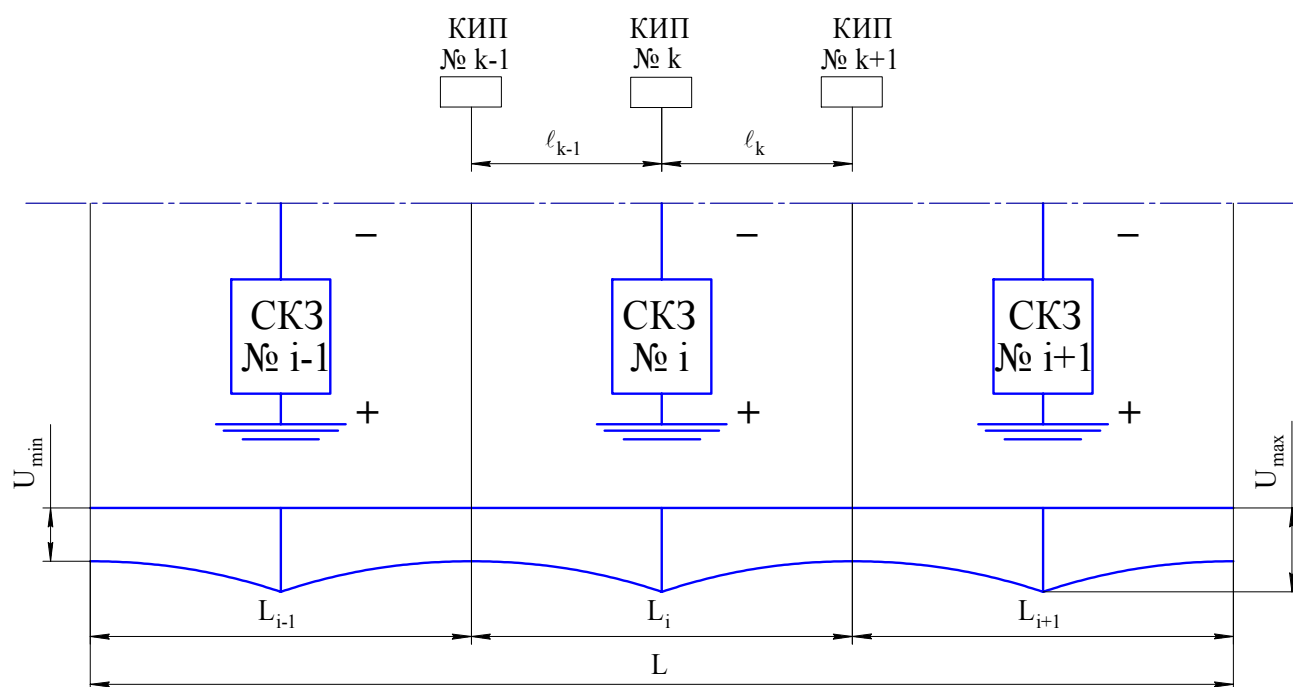


Рис.7.10. Расчетная схема определения среднего (интегрального) переходного сопротивления «труба-земля» магистрального трубопровода при эксплуатации

1. Вычисляются смещения разности потенциалов на каждом КИП №k, В, по формуле:

$$U_{m.з.к.} = U_{m.з.нк.} - U_{m.з.ек.} \quad (7.36)$$

2. Рассчитываются среднеквадратические значения смещений разности потенциалов в зоне действия каждой СКЗ № i на всем участке длиной L_i , В:

$$U_{m.з.i} = \frac{L_i^2}{\left(\sum_{k=1}^n \frac{\ell_{ki}}{\sqrt{U_{m.з.кi}}} \right)^2}, \quad (7.37)$$

где L_i – длина зоны защиты СКЗ № i , n – номер и число СКЗ; k_i – номер КИП в зоне действия СКЗ № i ; ℓ_{ki} – расстояние между КИП в зоне действия СКЗ № i , м; $U_{m.з.ki}$ – смещение разности потенциалов на КИП № k в зоне действия СКЗ № i , В.

3. Вычисляется средняя плотность защитного тока на каждой СКЗ № i , А/м²:

$$j_i = \frac{I_i}{\pi D_n L_i}, \quad (7.38)$$

где I_i – ток защиты СКЗ № i , А; D_n – наружный диаметр трубы, м.

4. Определяется среднеквадратичное переходное сопротивление в зоне действия СКЗ № i , Ом·м²:

$$R_{ni} = \frac{U_{m.з.i}}{j_i} - R_p, \quad (7.39)$$

где R_p – сопротивление растеканию тока от газопровода, Ом·м².

5. Сопротивление растеканию тока определяется по формуле:

$$R_p = \frac{\rho_{cp} D_n}{2} \ln \frac{0,4 R_k}{D_n^2 h R_m}, \quad (7.40)$$

где ρ_{cp} – удельное электросопротивление грунта, Ом·м, определяется по данным изысканий, в случае отсутствия данных – по приложению К для данного грунта с известной влажностью и температурой; R_k – конечное переходное сопротивление «труба-земля», определяется по номограмме приложения К; R_m – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, вычисляется по формуле:

$$R_m = \frac{\rho_m \cdot 10^{-6}}{\pi (D_n - \delta) \delta}, \quad (7.41)$$

где ρ_m – удельное электросопротивление трубной стали, Ом·мм²/м; δ – толщина стенки трубы, м;

6. Вычисляется переходное сопротивление контролируемого участка трубопровода длиной L , Ом·м²:

$$R_n = \frac{L^2}{\left(\sum_1^N \frac{L_i}{\sqrt{R_{n.i}}} \right)^2}, \quad (7.42)$$

где N – число СКЗ.

Переходное сопротивление всего участка трубопровода R_n и зон защиты каждой СКЗ № i сравнивается с минимально допустимыми значениями переходного сопротивления $|R_n|$ для данного типа изоляции по ГОСТ Р 51164–98.

В случае несоответствия требованиям ГОСТ принимается решение о детальном коррозионном обследовании.

7.4. Оценка малоцикловой долговечности трубопровода по стадии зарождения трещины

Оценка малоцикловой долговечности выполняется при наличии выявленных диагностикой нетрещиноподобных дефектов: вмятин, задиров, рисок – с учетом теоретических коэффициентов концентрации напряжений α_σ (приложение О), [55].

Общее число циклов до разрушения N состоит из двух слагаемых: N_z – число циклов до зарождения трещины в вершине дефекта; N_p – число циклов на этапе роста (развития) трещины:

$$N = N_z + N_p . \quad (7.43)$$

Число циклов до зарождения трещины определяется уравнениями Коффина-Менсона, которые устанавливают взаимосвязь между амплитудой изменения истинных деформаций в вершине дефекта, механическими характеристиками металла и числом циклов N_z при разных режимах нагружения.

Существуют два режима нагружения: жесткий – при постоянном размахе деформаций, мягкий – при постоянном размахе напряжений.

Зона дефекта в трубопроводе обычно испытывает некоторый промежуточный режим нагружения, находящийся между крайними случаями. Поэтому целесообразно выбрать меньшее (или среднее) число циклов N_z из двух крайних ситуаций.

Режимы циклического нагружения различаются также симметричностью (коэффициентом асимметрии). Коэффициентом асимметрии по напряжениям r_σ и деформациям r_e называются отношения соответствующих величин (напряжений и деформаций) в вершине дефекта в моменты минимальной и максимальной нагрузок в цикле:

$$r_\sigma = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}; \quad r_e = e_{\min} / e_{\max} . \quad (7.44)$$

Максимальные и минимальные значения истинных напряжений в циклах нагружения определяются по кольцевым напряжениям для максимальных и минимальных давлений с учетом теоретических коэффициентов концентрации напряжений α_σ .

Если коэффициент асимметрии $r = -1$, то нагружение симметричное. При этом растяжение чередуется со сжатием. Для труб с дефектами характерны циклические нагружения с положительным коэффициентом асимметрии, когда $\sigma_{min} > 0$. При этом металл всегда находится в состоянии растяжения. Но могут встретиться случаи с отрицательными значениями r_σ и r_e (переходы под дорогами, подводные переходы и др.).

Для жесткого симметричного режима нагружения число циклов до зарождения трещины N_3 , определяется из уравнения:

$$e_a = \frac{1}{4} \ln \frac{1}{1 - \psi_k} N_3^{-\chi_1} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (7.45)$$

где e_a – амплитуда истинных деформаций в вершине дефекта; σ_{-1} – предел выносливости металла при симметричном нагружении; E – модуль упругости; χ_1 – показатель жесткого циклического нагружения; ψ_k – коэффициент относительного сужения стали при разрыве.

Параметр χ_1 определяется по приближенным формулам:

$$\begin{aligned} \chi_1 &= 0,5 \text{ при } \sigma_s \leq 700 \text{ МПа;} \\ \chi_1 &= 0,5 + 0,0002(\sigma_s - 700) \text{ при } \sigma_{ср} > 700 \text{ МПа.} \end{aligned} \quad (7.46)$$

Предел выносливости для сталей, применяемых на нефтепроводах,

$$\sigma_{-1} = 0,4 \sigma_s. \quad (7.47)$$

Для мягкого симметричного режима нагружения число циклов определяется из следующего уравнения:

$$e_a = \ln \frac{1}{1 - \psi_s} N_3^{-\chi_2} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (7.48)$$

где ψ_s – коэффициент равномерного относительного сужения стали;

Параметр χ_2 определяется по приближенной формуле:

$$\chi_2 = 1,2 \cdot \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_s} - 0,35, \quad (7.49)$$

где $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести стали; σ_s – предел прочности стали.

Число циклов N_3 при несимметричном нагружении можно найти, исходя из следующих соображений.

Циклы нагрузки характеризуются следующими параметрами: e_a – амплитудой деформаций в вершине дефекта; $e_{ср}$ – средней деформацией. С увеличением каждого из этих параметров значение N_3 уменьшается. Чтобы сохранить постоянным значение N_3 при увеличении параметра $e_{ср}$, надо эквивалентно снизить амплитуду деформаций e_a .

Можно построить зависимости типа $e_a = f(e_{ср})$ при условии, что $N_3 = \text{const}$ (рис. 7.11). Эти зависимости имеют монотонно убывающий характер. Приблизительно эти зависимости принимаются линейными. Погрешность такого приближения идет в запас прочности.

Таким образом, по заданному несимметричному циклическому нагружению можно приближенно найти эквивалентное симметричное нагружение, соответствующее одинаковому числу циклов N_3 (рис. 7.11).

Исходя из предыдущих рассуждений, для определения N_3 при несимметричном нагружении необходимо выполнить следующие операции:

- 1) найти параметры эквивалентного нагружения:

$$\tilde{e}_{cp} = 0$$

$$\tilde{e}_a = \frac{e_a}{1 - e_{cp}/e_k}; \quad (7.50)$$

2) по значению e_a найти числа циклов N_3 из формул (7.45) и (7.48), соответствующие жесткому и мягкому нагружениям; в качестве искомого числа циклов для трубы на этапе зарождения трещины выбрать меньшее из полученных значений.

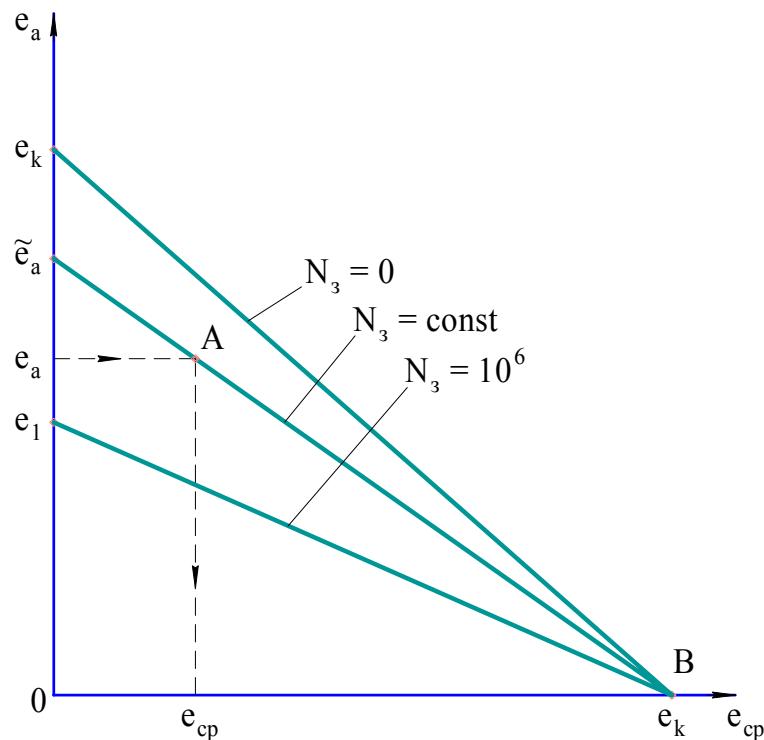


Рис. 7.11. График к определению эквивалентных характеристик симметричного нагружения ($e_1 = \sigma_1/E$)

Значения e_{cp} и e_a для использования формул (7.50) определяются следующим образом:

$$e_{cp} = (e_{max} + e_{min})/2; \quad (7.51)$$

$$e_a = (e_{max} - e_{min})/2,$$

здесь e_{max} , e_{min} — соответственно наибольшая и наименьшая деформации в вершине дефекта в процессе циклического изменения давления в трубопроводе; e_k — относительная деформация в момент разрушения при статическом однократном растяжении.

7.5. Расчёт остаточного ресурса нефтепровода по характеристикам циклической трещиностойкости

Остаточный ресурс по характеристикам циклической трещиностойкости определяется при наличии установленных диагностикой острых трещиноподобных дефектов.

Расчет остаточного ресурса выполняется по характеристикам циклической трещиностойкости при статическом нагружении, определяемым в соответствии с ГОСТ 25.506-85* [45], ГОСТ 1497-84* [44] и методиками [78], [55], [87].

Предварительно по данным механических испытаний на одноосное растяжение вычисляются параметры пластической деформации:

$$\psi_B = \frac{F - F_B}{F}; \quad (7.52)$$

$$m = -\ln(1 - \psi_B); \quad (7.53)$$

$$n = 1 + m; \quad (7.54)$$

$$\varepsilon_{i.kp} = \frac{\ln(1 + \psi_k)}{\varepsilon_{0,2}}; \quad (7.55)$$

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_{i.kp}^n}; \quad (7.56)$$

где ψ_B – коэффициент равномерного сужения сечения при растяжении; ψ_K – коэффициент относительного сужения при разрыве; F – исходная рабочая площадь сечения образца; F_B – площадь сечения образца в зоне равномерного сужения; $\varepsilon_{0,2} = 0,002$ – относительная остаточная деформация, равная 0,2%.

Характеристики статической трещиностойкости определяются по результатам циклических испытаний образцов в соответствии с ГОСТ 25.506-85* [45]:

- разрушающее напряжение по максимальной разрушающей силе P_c для образца с трещиной

$$\sigma_c = \frac{P_c}{b \cdot t}, \quad (7.57)$$

где b – ширина образца; t – толщина образца “брутто”;

- степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце при относительной глубине трещины, равной $\eta = h/t = 0,5$,

$$\alpha_{mp}^{(0,5)} = \frac{2\sigma_c}{\sigma_\epsilon}, \quad (7.58)$$

где σ_ϵ – временное сопротивление растяжению;

- предел трещиностойкости для относительной глубины, равной $\eta = 0,5$,

$$I_c^{(0,5)} = 5\sigma_c \cdot \sqrt{h}, \quad (7.59)$$

где h – полная глубина трещины на образце;

- разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учетом характеристик циклической трещиностойкости:

$$\sigma_{\theta b} = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_{0.2}}{\epsilon_{0.2}^m} \left(\frac{m}{\sqrt{3}} \right)^m. \quad (7.60)$$

где $\sigma_{0.2}$ – условный предел текучести.

Допускаемая глубина трещины определяется по максимальному рабочему давлению из совместного решения двух функций, образующих равенство:

$$K_I = I_c / m_I, \quad (7.61)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений при максимальном рабочем давлении, МПа·м^{1/2}; I_c – предел трещиностойкости для допускаемой глубины трещины, МПа·м^{1/2}; m_I – коэффициент запаса по пределу трещиностойкости, определяемый по формуле:

$$m_I = \frac{\sigma_{0.2}}{\sigma_p} \left[\frac{1 - (\sigma_p / \sigma_\epsilon)^2}{1 - (\sigma_{0.2} / \sigma_\epsilon)^2} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (7.62)$$

где σ_p – уровень рабочих напряжений, в данном случае равен кольцевым напряжениям при максимальном давлении p_{max} :

$$\sigma_p = \frac{p_{max} \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (7.63)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м; δ – толщина стенки трубы, м.

Коэффициент интенсивности напряжений определяется по формуле:

$$K_I = \sigma_p \sqrt{h} \cdot Y(\eta), \quad (7.64)$$

где $Y(\eta)$ – полином, зависящий от текущего значения относительной глубины трещины η . Для образца типа 5 по ГОСТ 25.506-85*

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41 \eta + 18,7 \eta^2 - 38,48 \eta^3 + 53,85 \eta^4. \quad (7.65)$$

Предел трещиностойкости определяется по формуле:

$$I_c = 0,4 \cdot I_c^{(0,5)} \cdot \frac{\alpha_{mp}}{\alpha_{mp}^{(0,5)}} (1 - \eta) Y(\eta), \quad (7.66)$$

где α_{mp} – степень разрушающих напряжений при текущем значении относительной глубины трещины:

$$\alpha_{mp} = 1 - 4\eta(1 - \eta) \cdot \left(1 - \alpha_{mp}^{(0,5)} \right). \quad (7.67)$$

Из совместного решения уравнений (7.64) и (7.66) с учетом коэффициента m_I в соответствии с равенством (7.61) получается допускаемая относительная глубина трещины η_{don} (см. пример 7.4, рис. 7.13).

Критическая глубина трещины определяется для среднего рабочего давления за исследуемый период.

Для этого из совместного решения уравнения (7.64) и (7.66) при коэффициенте запаса по пределу трещиностойкости m_I , равном единице ($m_I=1$), определяется относительное значение критической глубины трещины $\eta_{кр}$.

Остаточный ресурс определяется по времени роста трещины от допускаемой глубины до критической при максимальном рабочем давлении перекачки по формуле:

$$T_{\vartheta} = \frac{N_{mp}}{N_p}, \quad (7.68)$$

где N_p – расчетное число циклов перепада рабочего давления за 1 год; N_{mp} – долговечность труб при циклическом нагружении (в числах циклов), определяемая по формуле:

$$N_{mp} = \frac{h_0}{h_{кр}} N_0, \quad (7.69)$$

где h_0 – начальная глубина трещины, определяемая из данных диагностики. В случае отсутствия острых трещиноподобных дефектов по данным диагностики начальная глубина трещины h_0 принимается равной допускаемой глубине трещины; N_0 – предельное число циклов нагружения, равное

$$N_0 = \frac{h_{кр} - h_0}{c [K_{I\varepsilon}^{(0)}]^n}, \quad (7.70)$$

где коэффициент интенсивности упругопластических деформаций $K_{I\varepsilon}^{(0)}$:

$$K_{I\varepsilon}^{(0)} = \left(\frac{K_I^{(0)}}{\sigma_{0,2}} \right)^{\frac{2}{m+1}}. \quad (7.71)$$

В формулах (7.70) и (7.71):

c, m – параметры пластических деформаций стали при разрыве, определяемые по формулам (7.56) и (7.53); $K_{I\varepsilon}^{(0)}$ – коэффициент интенсивности напряжений, определяемый для максимального рабочего давления и начальной глубины трещины.

Предельное разрешенное давление определяется по характеристикам трещиностойкости, определенным при испытаниях на малоцикловую трещиностойкость по формуле:

$$p_{разр.} = \frac{2\delta}{D_{вн}} \cdot \sigma_{\theta c}, \quad (7.72)$$

где δ – толщина стенки трубы; $\sigma_{\theta c}$ – разрушающее окружное напряжение для трубы с трещиной.

$$\sigma_{\theta c} = \alpha_{mp} \cdot \sigma_{\theta b} (1 - \eta), \quad (7.73)$$

где η – относительная глубина трещины, вычисляемая по начальной глубине трещины, принимаемой равной допускаемой глубине; α_{mp} – степень снижения разрушающих напряжений, определяемая для относительной глубины трещины η ; $\sigma_{\theta b}$ – разрушающее кольцевое напряжение для бездефектной трубы, определяемое по формуле (7.60).

7.6. Расчет параметров остаточного ресурса в условиях стресс-коррозии

7.6.1. Оценка максимально допустимой глубины стресс-коррозионного дефекта при рабочем давлении

Определение остаточного ресурса трубопроводов в условиях стресс – коррозии до настоящего времени представляло значительный интерес преимущественно для прогноза надежности магистральных газопроводов большого диаметра.

Для магистральных газопроводов с их особенностями режима эксплуатации и напряженно-деформированного состояния представляют особый интерес два параметра остаточного ресурса:

- 1) определение максимально допустимой глубины стресс – коррозионного дефекта при данном рабочем давлении для планирования отбраковки участков труб с установленными максимальными глубинами дефектов;
- 2) время безопасной работы с учетом фактической установленной скорости роста коррозионных трещин.

Оценку опасности стресс-коррозионного дефекта выполняют по измеренным максимальной глубине и длине продольной проекции дефекта. При этом два дефекта, расстояние между которыми на продольной проекции не превышает половины длины меньшего из них, рассматривают как один дефект, имеющий длину, равную расстоянию от начала проекции первого дефекта до конца проекции второго.

Связь расчетного давления разрушения с геометрическими параметрами дефекта имеет вид:

$$p_n = \frac{\sigma \delta}{R} \left(\frac{\delta - t_{max}}{\delta - t_{max} M_n^{-1}} \right), \quad (7.74)$$

где p_n – расчетное давление разрушения трубы, МПа; σ – параметр напряжения, определяемый по статистическим данным, полученным при расследовании разрывов труб, принимают равным для труб из стали Х-67 и Х-70 – 510 МПа, для труб из других марок стали – 1,085 от нормативного предела текучести стали; δ – толщина стенки трубы, м; $R = D_n/2 - \delta$ – внутренний радиус трубы, м; D_n – наружный диаметр трубы, м; t_{max} – максимальная глубина стресс-коррозионного дефекта, м; M_n – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины L_n по формуле:

$$M_n = \sqrt{1 + 1,32 \frac{(L_n / 2)^2}{R \delta}}, \quad (7.75)$$

где L_n – полная длина продольной проекции стресс-коррозионного дефекта, м.

Срок безопасной эксплуатации трубы с дефектом определяют по формулам:

- при $t_{max}/\tau_{экс} > 0,5$ мм/год

$$\tau_э = \tau_{экс} \left(\frac{t_{max.раб}}{t_{max}} - 1 \right); \quad (7.76)$$

- при $t_{max}/\tau_{экс} \leq 0,5$ мм/год

$$\tau_э = \frac{t_{max.раб} - t_{max}}{0,5}, \quad (7.77)$$

где $\tau_{экс}$ – время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы; $t_{max.раб}$ – максимальная допустимая при рабочем давлении глубина дефекта, равная:

$$t_{max,раб} = \left(\frac{\sigma \delta}{K_n p_{раб} R} - 1 \right) : \left(\frac{\sigma \delta}{K_n p_{раб} R} - M_n^{-1} \right), \quad (7.78)$$

где $p_{раб}$ – рабочее давление в газопроводе, МПа; K_n – коэффициент, зависящий от минимального нормативного испытательного давления в соответствии с Приложением 2 ВСН 011-88 [35] и СНиП III-42-80* [123].

Дефекты, имеющие глубину более 80 % от толщины стенки трубы, удаляют из газопровода независимо от их длины.

Срок замера параметров дефектов для их классификации определяют по формуле:

$$\tau_к = \frac{t_{max.раб} - t_{max}}{1,4}. \quad (7.79)$$

7.6.2. Определение остаточного ресурса с учетом фактической скорости роста стресс – коррозионного дефекта

Классификацию стресс-коррозионных дефектов выполняют по измеренной зависимости глубины стресс-коррозионного дефекта от продольной координаты на проекции дефекта на радиальную плоскость, проходящую через продольную ось трубы.

Связь расчетного давления разрушения с геометрическими параметрами дефекта имеет вид:

$$p_p = \frac{\sigma \delta}{R} \cdot \left[\frac{1 - A_g / A_{0g}}{1 - (A_g / A_{0g}) M_g^{-1}} \right], \quad (7.80)$$

где p_p – расчетное давление разрушения трубы, МПа; σ – параметр напряжения, определяемый по статистическим данным, полученным при расследовании разрывов труб, для одиночного дефекта на трубах из стали X-67 и X-70 принимают равным 510 МПа (для труб из других марок стали – 1,085 от нормативного предела текучести стали), для двух взаимодействующих дефектов на трубах из стали X-67 и X-70 – 470 МПа (для труб из других марок стали – предел текучести); A_g – площадь потери металла на проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость, м²; A_{0g} – первоначальная (без коррозии) площадь продольного сечения стенки трубы по длине эффективной части дефекта, $A_{0g} = L_g \delta$; L_g – длина эффективной части дефекта, м; M_g – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для эффективной части дефекта, равный:

$$M_g = \sqrt{1 + 1,32 \frac{(L_g / 2)^2}{R \delta}}. \quad (7.81)$$

Параметры эффективной части дефекта определяют по измеренной зависимости глубины дефекта от продольной координаты на его продольной проекции. Проекцию дефекта разбивают на участки, ограниченные точками измерения глубины. В пределах дефекта может быть выделено конечное число K его частей, каждая из которых образует непрерывную последовательность таких участков. В результате процедуры, заключающейся в расчете величины P_k^* для всех возможных частей дефекта, определяют эффективную часть, для которой выполняется соотношение:

$$P_g^* = \min P_k^* = \left(\frac{1 - A_g / A_{0g}}{1 - (A_g / A_{0g}) M_g^{-1}} \right) = \min \left(\frac{1 - A_k / A_{0k}}{1 - (A_k / A_{0k}) M_k^{-1}} \right), \quad (7.82)$$

где P_k^* – безразмерная величина, характеризующая влияние геометрических параметров k -ой части дефекта на расчетное давление разрушения трубы; A_k – площадь рассматриваемой части дефекта, вычисляемая по формуле (7.85), подставляя вместо δ значение t_j , определяемое по формуле (7.84); k – номер рассматриваемой части дефекта, $k = 1, 2, 3, \dots, K-1$, K ; K – число возможных

вариантов выделения части дефекта; n_1, n_2 – номера первого и последнего участков дефекта в пределах рассматриваемой k -ой части дефекта, $n = 1, 2, 3, \dots, N, n_2 = 1, 2, 3, \dots, N$; N – число участков разбиения продольной проекции дефекта, $N = I - 1$; I – число точек измерения глубины; L_j – длина j -го участка дефекта, $j = n_1, n_1 + 1, \dots, n_2 - 1, n_2$, равная:

$$L_j = x_{i+1} - x_i, \quad (7.83)$$

где x_i – продольная координата i точки измерения глубины;

$$t_j = (t_{i+1} + t_i) / 2, \quad (7.84)$$

где t_i – значение глубины в i -ой точке измерения; A_{0k} – первоначальная (без коррозии) площадь продольного сечения стенки трубы по длине рассматриваемой k -ой части дефекта:

$$A_{0k} = \sum_{j=n_1}^{n_2} L_j \delta, \quad (7.85)$$

M_k – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины рассматриваемой части дефекта.

При расчете срока эксплуатации трубы с дефектом считают, что труба находится в безопасном состоянии, если может выдержать установленное для рассматриваемого участка газопровода минимальное нормативное давление испытания. Для этого случая площадь проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость определяют по формуле:

$$A_{э.раб} = A_{0э} \frac{\frac{\sigma_э \delta}{K_n P_{раб} R} - 1}{\frac{\sigma_э \delta}{K_n P_{раб} R} - M_э^{-1}}. \quad (7.86)$$

Скорость изменения площади потери металла на проекции эффективной части дефекта длиной $L_э$ принимают равной:

- при $t_{max} / \tau_{экс} > 0,0005$ м/год

$$v_A = \frac{L_э t_{max}}{\tau_{экс}}; \quad (7.87)$$

- при $t_{max} / \tau_{экс} = 0,0005$ м/год

$$v_A = 0,5 L_э t_{э, max}, \quad (7.88)$$

где $t_{э, max}$ – максимальная глубина стресс-коррозионных трещин в пределах эффективной части дефекта, м.

Срок эксплуатации трубы с дефектом определяют по формуле:

$$\tau_э = \frac{A_{э.раб} - A_э}{v_A}. \quad (7.89)$$

Для определения фактической скорости изменения площади потери металла на отдельные дефекты устанавливают закладные датчики. По показаниям датчиков определяют скорость роста дефекта, динамику ее изменения и прогнозируют скорость дальнейшего роста дефекта. Срок безопасной эксплуатации дефектной трубы после снятия данных с закладного датчика определяют по формуле:

$$\tau_{\text{э}} = \frac{A_{\text{э.пab}} - A_{\text{э.к}}}{v_{A_n}}, \quad (7.90)$$

где $A_{\text{э.к}}$ – площадь потери металла на проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость, определенная по последним данным о параметрах дефекта, снятых с закладного датчика, м^2 ; v_{A_n} – прогнозируемая скорость изменения площади потери металла на проекции эффективной части дефекта длиной $L_{\text{э}}$.

Срок контрольного замера параметров дефекта при отсутствии на нем закладного датчика определяют по формуле:

$$\tau_{\text{к}} = \frac{A_{\text{э.пab}} - A_{\text{э}}}{1,4L_{\text{э}}}. \quad (7.91)$$

Срок безопасной эксплуатации дефектной трубы после контрольного замера параметров дефекта определяют по формуле:

$$\tau_{\text{э.к}} = \frac{\tau_{\text{к}}(A_{\text{э.пab}} - A_{\text{э.к}})}{A_{\text{э.к}} - A_{\text{э}}}, \quad (7.92)$$

где $A_{\text{э}}$ – площадь потери металла на проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость, определенная по результатам контрольного замера параметров дефекта м^2 .

7.7. Расчёт остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб

7.7.1. Общие положения и последовательность расчета

В тех случаях, когда сплошной контроль толщины стенки элементов трубопровода различными методами выполнить невозможно из-за недоступности некоторых его участков, применяют выборочный контроль и оценку повреждаемости по наибольшим размерам выявленных дефектов. При этом необходимо применение статистических методов для уменьшения величины погрешности.

Достоверность контроля характеризует степень соответствия его результатов фактическому техническому состоянию объекта и определяется двумя показателями: точностью и доверительной вероятностью. Точность определения величин обнаруженных дефектов и геометрических размеров элементов трубопровода указывают в виде доверительного интервала (например, для толщины стенки: 9 ± 1 мм) или односторонней доверительной границы (например, толщина стенки не менее 8 мм). Доверительную вероятность γ , т.е. вероятность нахождения фактического размера внутри

доверительного интервала, стандарты по измерениям рекомендуют указывать в зависимости от ответственности контроля (как правило, $\gamma = 0,95$).

Источники погрешностей при измерениях подразделяют на объективные и субъективные. Субъективными являются погрешности, обусловленные действиями конкретного оператора (его квалификацией, физико-психическими данными, состоянием здоровья и т.д.). Объективными источниками являются погрешности метода и средств измерений, а также статистические отклонения, обусловленные выборочным контролем показателей, имеющих разброс (рассеяние).

Большой разброс результатов измерений толщины стенок может наблюдаться из-за неравномерности их коррозии. Это различие часто бывает вызвано различием условий нагружения различных участков трубопровода, а также стохастическими свойствами процесса коррозии.

При традиционной схеме на карте контроля точки для измерения толщины стенки распределяют равномерно. Поскольку измерения осуществляют выборочно (в намеченных точках), то при этом методе минимальная из измеренных величин может оказаться существенно больше, чем фактическая минимальная толщина стенки. Достоверность контроля при этом остается неопределенной, если не учитывать разброс фактических толщин элемента трубопровода.

При планировании контроля необходимо определить количество точек, выбираемых для измерений N . Чем больше N , тем выше достоверность контроля, но тем выше и его трудоемкость. Возможны следующие варианты контроля.

Сплошной контроль – при котором измеряют толщину стенки на всех элементарных участках поверхности F_0 , глубина коррозии на которых не зависит от соседних участков. Сплошной контроль не имеет статистической погрешности, погрешность определяется технической погрешностью приборов и методов контроля.

Выборочным называют контроль, при котором толщину стенки трубы измеряют на элементарных площадках суммарной площадью $F < F_0$.

Достоверность контроля при выборочном контроле зависит от величины отношения $\beta = F/F_0$ и степени неравномерности коррозии, при этом для разных зон трубопровода β :

$$\beta = 0 - 1. \quad (7.93)$$

Рассмотрим частный случай выборочного контроля при $\beta = 1$. Такие случаи допускаются при контроле отдельных зон элементов трубопровода. При этом достоверность контроля может быть достаточно высокой, если известна мера разброса измеряемой толщины стенки (оценка среднеквадратического отклонения σ).

Оценка среднеквадратического отклонения (среднеквадратическая погрешность) σ определяется по результатам измерений на нескольких участках поверхности, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (\delta_k - \delta_{cp})^2}{N-1}}, \quad (7.94)$$

где δ_k – результаты измерений толщин на k -х участках поверхности; δ_{cp} – средняя измеренная толщина; N – число участков замера (если $N < 10$, то σ не вычисляют, т.к. точность ее оценки при этом недостаточна).

Минимальную возможную толщину стенки δ_{min} с учетом неконтролируемых участков поверхности определяют для доверительной вероятности 95% по формуле:

$$\delta_{min} = \delta_{cp} - 2\sigma. \quad (7.95)$$

Дальнейшая эксплуатация трубопроводов допускается при $\delta_{min} > \delta_{омб}$.

Если имеется измеренное значение толщины стенки δ_k^{min} , меньшее, чем δ_{min} , то за значение δ_{min} принимается значение δ_k^{min} в дальнейших расчетах.

При необходимости более точной оценки остаточной толщины стенки на каком-либо участке число измерений N увеличивают, имея в виду, что уменьшение ошибки контроля пропорционально $\sqrt{N}$.

Средняя скорость коррозии стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\nu_{cp} = \frac{\delta_n - \delta_{min}}{\tau}, \quad (7.96)$$

где τ – время эксплуатации трубопровода, лет; δ_n – номинальная толщина стенки трубы по сертификатам;

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$\tau_{ост} = \frac{\delta_{min} - \delta_{омб}}{\nu_{cp}}, \quad (7.97)$$

где $\delta_{омб}$ – отбраковочная толщина стенки, определяется в п.п. 7.7.2 – 7.7.4.

7.7.2. Расчет отбраковочной толщины стенки для промысловых трубопроводов

В соответствии с «Правилами по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» РД 39-132-94 и «Инструкцией по проектированию, строительству и реконструкции промысловых газонефтепроводов» СП 34-116-97 отбраковочная толщина стенки, оценивающая минимальную несущую способность стенки, определяется по формулам:

$$\delta_{омб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(R_1 + np)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \geq 0,75, \quad (7.98)$$

$$\delta_{отб} = \frac{n P \alpha D_n}{(0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n p)} \quad \text{при} \quad \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} < 0,75, \quad (7.99)$$

где $\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы или трубной детали, при достижении которой в процессе износа не допускается эксплуатация труб и деталей, и они должны быть изъяты и заменены, м; p – рабочее давление в трубопроводе, МПа; D_n – наружный диаметр трубы или детали, м; n – коэффициент надежности по нагрузке, для рабочего давления в трубопроводе принимаемый 1,2; α – коэффициент несущей способности, $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы; для отводов гладких и сварных $\alpha = 1,3$ при отношении радиуса изгиба отвода R к наружному диаметру трубы D_n , равному 1, $\alpha = 1,15$ при $(R/D_n) = 1,5$, $\alpha = 1$ при $(R/D_n) = 2$ и более; R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, МПа, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot K_1. \quad (7.100)$$

R_1^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву металла труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие трубы, МПа; R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие трубы, МПа; m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, $m_1=0,9$; m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сниженных газов – 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т.п.) или токсичных, горючих взрывоопасных жидкостей – 0,75; для инертных жидкостей – 0,9; m_3 – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для промышленных трубопроводов – $m_3=1$; K_1 – коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $K_1 = 0,8$; для сварных труб из углеродной и нормализованной стали низколегированной $K_1 = 0,85$.

В том случае, если при проведении диагностики фактические сопротивления растяжению оказались меньше нормативных, в качестве прочностных характеристик металла используются их фактические значения с теми же коэффициентами.

Если рассчитанное по формуле (7.98) или (7.99) значение отбракованной толщины окажется меньше регламентируемого в п.7.5.4 РД 39-132-94 для соответствующего диаметра (табл. 7.1), то для дальнейших расчетов принимается табличное значение.

Таблица 7.1

Наименьшая допустимая толщина стенки трубы при отбраковке

Нарушенный диаметр D_n , мм	$\leq 108(114)$	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Минимальная допустимая толщина стенки, мм	2,0	2,56	3,0	3,5	4,0

7.7.3. Расчет отбраковочной толщины стенки магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Расчеты основаны на положениях РД 39-00147105-016-98 [101] и СНиП 2.05.06-85* [114].

Отбраковочная толщина стенок труб в случае отсутствия вмятин, гофр и трещиноподобных дефектов с учетом геометрических отклонений, общей неравномерной коррозии, коррозионных язв, и деформационного старения стали может быть определена по характеристикам прочности из условия равновесия кольцевого сечения трубы:

$$\delta_{отб_1} = \frac{npD_n}{2(R_1^{dd} + np)} \quad (7.101)$$

и из условий предотвращения недопустимых пластических деформаций и потери местной устойчивости стенки в местах концентрации напряжений, вмятин и гофр:

$$|\sigma_{np}^n| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{dd}; \quad (7.102)$$

$$\sigma_{ки}^n \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{dd}, \quad (7.103)$$

где n – коэффициент надежности по рабочему давлению по СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,1$; p – рабочее давление, МПа; D_n – наружный диаметр трубопровода, м; R_1^{dd} – расчетное сопротивление стали по пределу прочности для конкретного участка эксплуатируемого трубопровода, имеющего дефекты, по формуле (7.106), МПа; $|\sigma_{np}^n|$ – наибольшие по абсолютной величине продольные напряжения в стенке трубы на участке поворота упругим изгибом, рассчитанные при коэффициенте надежности по рабочему давлению $n = 1$:

$$\sigma_{np}^n = \mu \frac{pD_{вн}}{2\delta_{cp}} - \alpha_t E \Delta t \pm \frac{ED_n}{\rho}, \quad (7.104)$$

где δ_{cp} – средняя толщина стенки, вычисленная по результатам контроля в соответствии с положениями п. 7.7.1, м; α_t – коэффициент линейного расширения, град⁻¹; Δt – расчетный перепад температуры, °С, вычисляемый в соответствии с положениями главы 2; ρ – радиус упругого изгиба трубопровода; m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по СНиП [114]; k_n – коэффициент надежности трубопровода по назначению, принимаемый по [114]; $\sigma_{\kappa\zeta}^H$ – кольцевые напряжения в стенке трубопровода при $n = 1$, рассчитанные для δ_{cp} , МПа:

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{p \cdot D_{вн}}{2\delta_{cp}}; \quad (7.105)$$

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние, определяется по формуле (2.50); R_2^{dd} – расчетное сопротивление стали по физическому или условному пределу текучести $\sigma_T(\sigma_{0,2})$, определяемое для конкретного участка трубопровода, имеющего дефекты, по формуле (7.107).

Расчетные сопротивления для дефектной трубы по пределу прочности и пределу текучести:

$$R_1^{dd} = \frac{R_1}{c_D \cdot b_1 \cdot K_1 \cdot K_\sigma}, \text{ МПа}; \quad (7.106)$$

$$R_2^{dd} = \frac{R_2}{c_D \cdot b_1 \cdot K_1 \cdot K_\sigma}, \text{ МПа}, \quad (7.107)$$

где c_D – коэффициент деформационного старения стали, принимается по [101]; b_1 – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от характера коррозионного износа стенки трубы и распределения коррозионных язв на стенках труб и наличия царапин, риск:

$$b_1 = \frac{W}{W_\phi} \cdot K_2, \quad (7.108)$$

W – начальный момент сопротивления сечения трубы, определяется по диаметру и номинальной толщине стенки, м³; W_ϕ – фактический момент сопротивления дефектного сечения, м³, определяемый по установленной минимальной толщине стенки трубы; K_2 – коэффициент концентрации напряжений на дефектном участке, определяемый из справочной литературы, например, [54]; K_1 – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от овальности сечения ремонтируемого участка трубопровода [54;101]; K_σ – коэффициент, учитывающий наличие геометрических дефектов сварки и смещения кромок свариваемых труб, вычисляемый по формуле:

$$K_\sigma = (1 + 0,12 \cdot K_{\sigma i}), \quad (7.109)$$

где $K_{\sigma i}$ – теоретический коэффициент концентрации напряжений, определяемый по таблицам приложений [101] или вычисляемый по рекомендациям, приведенным в работах [55,87]; R_1 , R_2 – расчетные сопротивления стали трубы, вычисляемые по формулам СНиП 2.05.06 – 85* [114].

Расчет по формулам (7.102) и (7.103) выполняется методом итерации, путем перебора значений толщины стенки, начиная с минимальной установленной, до выполнения (7.102) и (7.103) по знаку равенства.

Из значений отбраковочной толщины, полученных по формулам (7.101, 7.102, 7.103) принимают наименьшее для подстановку в формулу (7.97) при определении остаточного ресурса трубопровода.

7.7.4. Определение отбраковочной толщины стенки магистральных газопроводов и отводов

Отбраковочная толщина стенки для магистральных газопроводов, отводов и трубопроводов, перечисленных в СНиП 2.05.06-85* (114), в которых отсутствует стресс-коррозия, определяется в соответствии с положениями ВСН 39-1.10-009-2002 «Инструкция по отбраковке и ремонту труб линейной части магистральных трубопроводов. – ООО «ВНИИГАЗ», 2002 г.». Данная инструкция не распространяется на отбраковку труб со стресс-коррозионными дефектами, трещинами, вмятинами, гофрами и дефектами сварных швов.

Целью отбраковки является обследование дефектов, уменьшающих толщину стенки, классификация ее по размерам и взаимному расположению, установление необходимости ремонта и определение вида ремонта в соответствии с табл. 7.2.

Таблица 7.2

Сочетание размеров единичных дефектов труб, подлежащих ремонту при отбраковке

Относительная глубина дефекта, e	Длина дефекта вдоль образующей*, мм	Ширина дефекта в кольцевом направлении, мм	Ремонтопригодность дефекта
0,20 – 0,30	14 – 28	17мм- 0,7 D_n	Подлежит ремонту с шлифовкой
0,30 – 0,35	10 – 20	25мм-0,7 D_n	Подлежит ремонту с применением полимерных композитных или металлических муфт
0,35 – 0,40	8 – 16	33мм-0,6 D_n	
0,40 – 0,45	7 – 14	40мм-0,6 D_n	
0,45 – 0,50	6 – 12	60мм-0,6 D_n	
0,50 – 0,55	5 – 10	70мм-0,5 D_n	Подлежит ремонту с применением металлических муфт
0,55 – 0,65	4 – 8	80мм-0,5 D_n	
0,65 и более	Независимо от длины и ширины дефекта		Подлежит ремонту сваркой заплаты, катушки из новой трубы или установкой усиливающей металлической муфты.

* – Длина дефекта вдоль образующей ограничена шириной муфт, применяемых при ремонте в соответствии с РД 558 – 97, ВРД 39 – 1. 10 – 013 – 2000 и ВСН 39 – 1. 10 – 001 – 99.

При отклонении одного из параметров (длины или ширины) от указанных в табл. 7.2 ограничений в пределах одной зоны относительной глубины дефектное место должно быть вырезано или упрочнено установкой ремонтных муфт.

Для оценки отбраковочной толщины вычисляется относительное значение глубины дефекта:

$$e = \frac{A}{\delta_n}, \quad (7.110)$$

где A – глубина дефекта, мм; δ_n – номинальная толщина стенки, установленная по бездефектному участку и сверенная с технической документацией, мм.

По величине e и остальным размерам дефекта находится соответствующая строка в табл. 7.2 и из интервала относительных глубин выбирается наибольшая в данной строке, т. е. правая граница интервала.

Далее вычисляется отбраковочная толщина по формуле:

$$\delta_{отб} = \delta_n \cdot (1 - e_{max}). \quad (7.111)$$

При одновременном присутствии на одной трубе или трубной детали нескольких дефектов с разными глубинами отбраковочная глубина определяется по максимальной глубине дефектов.

7.8. Вероятностный расчёт остаточного ресурса с учётом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы

Расчет выполняется в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002 [87] и рекомендациями «Методики вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов. НТП “Трубопровод”. –М.: ВНИПИнефть, согл. Госгортехнадзором России 11.01.96г.»

Методика разработана для расчета остаточного ресурса технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств с использованием допускаемых напряжений для характеристики прочности стали.

Методика не рассматривает сероводородосодержащие среды, высокотемпературные и иные условия, приводящие к водородному или иному механизму растрескивания, поэтому она применима для расчета остаточного ресурса промысловых и магистральных трубопроводов при условии соответствия расчетных характеристик сталей требованиям РД 39-132-94, СП 341-116-97 и СНиП 2.05.06-85*.

При прогнозировании остаточного ресурса трубопровода по изменению текущей толщины стенки δ и при постоянном значении расчетного сопротивления стали или допускаемых напряжений единственной характеристикой технического состояния является износ стенки. Тогда

внутреннее давление, которое может выдержать элемент трубопровода, можно определить по формуле:

- для промышленных трубопроводов

$$p_0 = \frac{2\delta R_1}{n(\alpha D_n - 2\delta)}; \quad (7.112)$$

- для магистральных трубопроводов

$$p_{раб} = \frac{2\delta R_1}{n(\alpha D_n - 2\delta)}; \quad (7.113)$$

- для технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств

$$p_{max} = \frac{2[\sigma]\varphi(\delta_n - c)}{D_n - (\delta_n - c)}, \quad (7.114)$$

где α – коэффициент несущей способности, учитывающий наличие сварных стыков на трубах и деталях и соотношение размеров по РД 39-132-94; δ – текущее значение толщины стенки; R_1 – расчетное сопротивление стали, определяемое: для промышленных трубопроводов по РД 39-132-94, для магистральных – по СНиП 2.05.06 – 85*; D_n – наружный диаметр трубопровода; φ – коэффициент прочности продольного сварного шва; δ_n – номинальная толщина стенки; c – суммарная прибавка к толщине стенки технологических трубопроводов на технологический допуск и коррозию; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение для стали технологических трубопроводов.

Текущую толщину стенки представим в следующем виде:

$$\delta = \delta_n - \Delta_0 - \Delta, \quad (7.115)$$

где δ_n – номинальная толщина стенки; Δ_0 – начальное технологическое изменение толщины стенки; Δ – износ стенки.

Прочность трубопровода при эксплуатации обеспечена, если допустимое давление выше рабочего. Это условие, с учетом (7.115), может быть записано в следующем виде:

$$p_{0n}(1 - \bar{\Delta}_0 - \bar{\Delta}) \geq p, \quad (7.116)$$

где p_{0n} – допустимое давление; $\bar{\Delta}_0$ – относительное технологическое изменение толщины стенки; $\bar{\Delta}$ – относительный износ стенки;

$$p_{0n} = \frac{2\delta_n R_1}{n(\alpha D_n - \delta_n)}; \quad (7.117)$$

$$\bar{\Delta}_0 = \frac{\Delta_0}{\delta_n}; \quad (7.118)$$

$$\bar{\Delta} = \frac{\Delta}{\delta_n}. \quad (7.119)$$

В формуле (7.116) начальное технологическое отклонение толщины стенки Δ_0 и абсолютная величина износа стенки Δ приведены к номинальной

толщине стенки элемента, на котором проводятся замеры. Поэтому для расчета остаточного ресурса необходимо наряду с замерами фактических толщин стенки элементов определить по документации соответствующие им номинальные толщины.

Для идеально спроектированного трубопровода в начальный момент времени величина p_{0n} постоянна для всех элементов трубопровода, т.е. несущие способности прямых участков, отводов и ответвлений равны между собой. В действительности выбор элементов трубопровода ограничен возможностями реальной номенклатуры. Это определяет разброс значений p_{0n} для элементов трубопровода.

В соответствии с (7.116) условие прочности трубопровода в терминах относительного износа можно представить в виде:

$$[\bar{\Delta}] \geq \bar{\Delta}, \quad (7.120)$$

$$[\bar{\Delta}] = 1 - \frac{\delta_R}{\delta_n} - \bar{\Delta}_0. \quad (7.121)$$

Здесь $[\bar{\Delta}]$ и $\bar{\Delta}$ – допустимый и текущий относительный износ стенки; $\bar{\Delta}_0$ – начальное изменение толщины стенки;

$$\bar{\Delta}_R = \frac{\delta_R}{\delta_n} = \frac{p}{p_{0n}}. \quad (7.122)$$

Исходная информация для расчета остаточного ресурса заключается в следующем. Пусть за период эксплуатации трубопровода было проведено n диагностирований в моменты времени τ_i . Число замеров толщины стенки при каждом диагностировании равно N_i . Таким образом, всего имеется $N = \sum_{i=1}^n N_i$ замеров толщины стенки, которые обозначим δ_k ($k=1, 2, \dots, N$).

Процесс износа стенки можно описать степенной функцией:

$$\bar{\Delta} = a \cdot \tau^m, \quad (7.123)$$

где a – случайный параметр; m – детерминированный параметр.

В дальнейшем будем полагать, что параметр a имеет нормальное распределение.

При $m = 1$ износ осуществляется с постоянной скоростью, при $m > 1$ износ ускоряется в процессе эксплуатации, при $m < 1$ – замедляется. У диагностируемых трубопроводов наиболее реальна ситуация, когда толщинометрия проводилась только один раз или предыдущие измерения были непредставительными. В этом случае показатель степени m рекомендуется принимать равным единице. Как правило, такое допущение идет в запас прочности.

Если диагностирование проводилось не один раз ($n \geq 2$), то параметр m может быть определен по результатам статистической обработки замеров толщины стенки. Предлагается выполнять это следующим образом. Вначале определяются средние значения утонений стенки для каждого i -го

диагностирования $\bar{\Delta}_{icp}$, а затем методом наименьших квадратов строится линейная зависимость в координатах $lg \bar{\Delta}_{icp} - \tau_i$. В результате по формуле (7.123), где a заменяется на a_{cp} и τ на τ_i , определяются a_{cp} и m . При этом следует иметь в виду, что при определении среднего утонения стенки начальный разброс толщин роли не играет, т.к. по условиям задания технологического допуска $\bar{\Delta}_{0cp} = 0$. Необходимые для расчетов значения среднего относительного износа трубопровода на момент i -го диагностирования определяют по формуле:

$$\bar{\Delta}_{icp} = \frac{1}{N_i} \sum_{k=1}^{N_i} \left(1 - \frac{\delta_k}{\delta_{нк}} \right), \quad (7.124)$$

где δ_k – текущая толщина стенки в месте k -го замера; $\delta_{нк}$ – номинальная толщина стенки диагностируемого элемента в месте k -го замера.

В тех случаях, когда при оценке остаточного ресурса приходится иметь дело с результатами лишь одного диагностирования, величина $a_{cp} = \bar{\Delta}_{cp} / \tau_d^m$, где τ_d обозначает время последнего диагностирования.

Статистическая оценка среднего квадратического отклонения параметра a определяется по формуле:

$$S_a = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{k=1}^{N_i} \left(\frac{\bar{\Delta}_k^2 - S_0^2}{\tau_i^{2m}} - a_{cp}^2 \right)}, \quad (7.125)$$

где $\bar{\Delta}_k = \frac{\delta_n - \delta_k}{\delta_n}$; S_0 – оценка начального среднеквадратического отклонение

толщины стенки; τ_i – время диагностирования, когда проводился данный k -й замер толщины стенки. В расчетах величину S_0 можно принимать равной 0,05.

В начальный момент времени $a_{cp} = S_a = 0$. Если диагностирование проводилось в момент времени τ_d , то $S_a = \sqrt{\frac{S_\delta^2 - S_0^2}{\tau_d^m}}$, где S_δ – оценка среднеквадратического отклонения относительной толщины стенки в момент времени τ_d , определяемый по данным измерений по формуле:

$$S_\delta = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{i=1}^{N_i} (\bar{\Delta}_k - \bar{\Delta}_{icp})^2}. \quad (7.126)$$

Предположим, что допускаемый относительный износ $[\bar{\Delta}]$ тоже имеет нормальное распределение. Тогда из уравнения (7.121) его среднее значение с учетом условия $\bar{\Delta}_{0cp} = 0$ (здесь и далее номер i рассматриваемого диагностирования при $[\bar{\Delta}]_{cp}$ опущен для упрощения записи):

$$[\bar{\Delta}]_{cp} = \frac{1}{k} \sum_{l=1}^k \left[1 - \left(\frac{\delta_R}{\delta_H} \right) \right] = 1 - \left(\frac{\delta_R}{\delta_H} \right)_{cp}. \quad (7.127)$$

С достаточной для практических целей точностью в трубопроводах одного доминирующего условного прохода можно использовать в качестве относительного среднего значения толщины величину $\left(\frac{\delta_R}{\delta_n}\right)_{cp}$.

Дисперсия допустимого относительного износа определяется по формуле

$$S_{[\bar{\Delta}]}^2 = S_0^2 + S_{\Delta_R}^2, \quad (7.128)$$

где S_0^2 и $S_{\Delta_R}^2$ – дисперсии начального технологического отклонения и значений $\bar{\Delta}_R = \frac{\delta_R}{\delta_n}$ для всех элементов трубопровода. Все эти величины могут быть определены с заданной точностью. Однако если износ достаточно высок, именно его рассеяние определяет величину остаточного ресурса. Как правило, отношение $\frac{\delta_R}{\delta_n}$ для фасонных деталей ниже, чем для прямых труб. Поэтому с достаточной для практических целей точностью можно при отсутствии подробных данных при диагностировании принять $S_{[\bar{\Delta}]} = S_0 = 0,05$.

Вероятность выполнения условия (7.120), т.е. вероятность безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d , является функцией надежности и обозначается как

$$P(\tau_d) = P_r \{ [\bar{\Delta}] \geq \bar{\Delta}, 0 \leq \tau \leq \tau_d \}, \quad (7.129)$$

где P_r – обозначение вероятности события.

Гамма-процентный остаточный ресурс получаем из решения следующего уравнения:

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{P(\tau_d + \tau_{ocm})}{P(\tau_d)}, \quad (7.130)$$

где $\frac{\gamma}{100}$ – условная вероятность безотказной работы; τ_d – время эксплуатации трубопровода на момент диагностирования; τ_{ocm} – гамма-процентный остаточный ресурс.

Величина $\gamma\%$ выбирается в зависимости от ответственности трубопровода в пределах от 90 до 99.

Учитывая, что параметры $\bar{\Delta}$ и $[\bar{\Delta}]$ имеют нормальное распределение вероятности, получаем в соответствии с (7.130) следующее выражение для вероятности безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d :

$$P(\tau_d) = \Phi \left(\frac{[\bar{\Delta}]_{cp} - a_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\bar{\Delta}]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right), \quad (7.131)$$

где Φ – табулированная функция Лапласа.

Записав аналогичное выражение для $P(\tau_d + \tau_{ocm})$ и подставив его вместе с (7.131) в (7.130), получим:

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{\Phi \left(\frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]}^2 + S_a^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^{2m}}} \right)}{\Phi \left(\frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right)}. \quad (7.132)$$

Необходимо учитывать, что износ стенки не может быть отрицательной величиной, а принятый нормальный закон распределения параметра a допускает это. Погрешность становится ощутимой при коэффициенте вариации износа, большем 0,4, и приводит к занижению функции Φ по сравнению с действительным значением. Поскольку эта погрешность практически в равной степени сказывается на величине числителя и знаменателя выражения (7.132), то можно полагать, что ее влияние на величину их отношения будет невелико. Таким образом, в практических расчетах формулой (7.133) можно пользоваться во всем практически значимом диапазоне значений коэффициента вариации.

$$\text{Обозначим } \Gamma = \frac{\gamma}{100} \cdot \left(\Phi \frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right). \quad (7.133)$$

Точечная оценка остаточного ресурса определяется из следующего уравнения, вытекающего из (7.132):

$$U_\Gamma = \frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]}^2 + S_a^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^{2m}}}, \quad (7.134)$$

где U_Γ – квантиль нормального распределения.

При равенстве нулю первого слагаемого в подкоренном выражении уравнения (7.134) из него можно получить следующую точечную оценку остаточного ресурса:

$$\tau_{ocm} = \left(\frac{[\bar{A}]_{cp}}{S_a \cdot U_\Gamma + a_{cp}} \right)^{1/m} - \tau_d. \quad (7.135)$$

Для получения общего решения обе части уравнения (7.134) возведем в квадрат и после преобразований получим

$$\tau_{ocm} = \tau_d \cdot (Q^{1/m} - 1), \quad (7.136)$$

где

$$Q = \frac{[\bar{A}]_{cp} \bar{A} - U_\Gamma \cdot \sqrt{S_d^2 \cdot [\bar{A}]_{cp}^2 + S_{[\bar{A}]}^2 \cdot (\bar{A}_{cp}^2 - U_\Gamma^2 \cdot S_d^2)}}{\bar{A}_{cp}^2 - U_\Gamma^2 \cdot S_d^2}; \quad (7.137)$$

$[\bar{A}]_{cp}$ и $\bar{A}_{cp}$ – допускаемое и текущее средние значения относительного износа при диагностировании в момент времени τ_d ; $S_{\bar{A}}$ и $S_d = \sqrt{S_{\bar{A}}^2 - S_0^2}$ – средние

квадратические отклонения допускаемого и текущего значений относительного износа (если $S_{\Delta} \leq S_0$, то полагается $S_{\Delta} = 0$); U_{Γ} – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности

$$\Gamma = \frac{\gamma}{100} \cdot \left(\Phi \frac{[\Delta]_{cp} - \bar{\Delta}_{cp}}{\sqrt{S_{[\Delta]}^2 + S_d^2}} \right). \quad (7.138)$$

По уравнениям (7.136) – (7.138) определяется точечное значение гамма-процентного остаточного ресурса. Для получения нижнего интервального значения воспользуемся идущей в запас приближенной оценкой. Будем полагать, что интервальные значения подсчитываются по тем же формулам (7.136) – (7.138), что и точечные, но в них вместо среднего значения и среднеквадратического отклонения текущего износа подставляются их верхние оценки с односторонней доверительной вероятностью q . Значения q изменяются в пределах от 0,8 до 0,99. В этом случае вместо S_d и $\bar{\Delta}_{cp}$ в формулы подставляются следующие приближенные оценки, полученные аппроксимацией точных оценок по РД 09-102-95 при $N \geq 5$:

$$\bar{\Delta}_{cp}^* = \bar{\Delta}_{cp} + U_d \cdot \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} \text{ и } S_d^* = S_d + U_d \cdot \frac{S_d}{\sqrt{2N-8}}; \quad (7.139)$$

$$Q^* = \frac{[\Delta]_{cp} \bar{\Delta}_{cp}^* - U_{\Gamma} \cdot \sqrt{S_d^{*2} \cdot [\Delta]_{cp}^2 + S_{[\Delta]}^2 \cdot (\bar{\Delta}_{cp}^{*2} - U_{\Gamma}^2 \cdot S_d^{*2})}}{\bar{\Delta}_{cp}^{*2} - U_{\Gamma}^2 \cdot S_d^{*2}}. \quad (7.140)$$

В результате будет найдена нижняя доверительная граница гамма-процентного остаточного ресурса.

Одним из важных этапов расчета остаточного ресурса является выбор регламентированной вероятности γ . Для рассматриваемых в методике трубопроводов принимают значение регламентированной вероятности 95%. Значение 0,95 рекомендуется принимать в качестве доверительной вероятности d .

Необходимые для расчета остаточного ресурса значения квантилей нормального распределения U_{β} , соответствующие вероятности β , приведены в табл. 7.3. Если в расчетах необходимо определить квантиль U_q , то β заменяется на α , а если нужно значение U_{γ} , то вместо β подставляется $0,01\gamma$ и т.д.

Таблица 7.3

Квантили нормального распределения

β	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84
U_{β}	0,67	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99
β	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94
U_{β}	1,04	1,08	1,13	1,18	1,23	1,28	1,34	1,41	1,48	1,56
β	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,993	0,995	0,997	0,998	0,999
U_{β}	1,65	1,75	1,88	2,05	2,33	2,46	2,58	2,75	2,88	3,09

Примечание: для промежуточных значений β величина квантиля U_β определяется интерполированием.

Изложенная методика расчета остаточного ресурса может быть обобщена на случай, когда допускаемое напряжение изменяется с течением времени. По существу, это эквивалентно изменению во времени допускаемого относительного износа $[\bar{A}]$. Будем полагать, что процесс деградации свойств материала детерминирован, т.е. во всех элементах трубопровода изменение допускаемого износа определяется одной и той же функцией времени. Примем, что $[\bar{A}]_{cp}$ и $S_{[\bar{A}]}$ обозначают среднее значение допускаемого износа и его среднеквадратическое отклонение, определенные в момент диагностирования τ_d . Тогда их текущие значения при $\tau \geq \tau_d$ определяются по формулам:

$$[\bar{A}]_{cp}(\tau) = [\bar{A}]_{cp} \cdot F(\tau); S_{[\bar{A}]}(\tau) = S_{[\bar{A}]} \cdot F(\tau). \quad (7.141)$$

Здесь $F(\tau)$ – монотонно убывающая функция времени, равная единице при $\tau = \tau_d$. Уравнение для точечной оценки остаточного ресурса вместо (7.134) записывается в следующем виде:

$$U_\Gamma = \frac{[\bar{A}]_{cp} \cdot F(\tau_{ocm} + \tau_d) - \bar{A}_{cp} \cdot \left(1 + \frac{\tau_{ocm}}{\tau_d}\right)^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]}^2 + S_a^2 \cdot \left(1 + \frac{\tau_{ocm}}{\tau_d}\right)^{2m}}}. \quad (7.142)$$

Задача решается достаточно просто при линейных функциях износов. В этом случае возможно получение точного решения. Но в общем случае решать задачу необходимо методом последовательных приближений. Интервальная оценка остаточного ресурса полностью совпадает с исходным вариантом, когда расчетные сопротивления не изменились в процессе эксплуатации.

7.9. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводов на криволинейных участках с учетом циклических воздействий

Проверка прочности и устойчивости подземных трубопроводов выполняется в соответствии с положениями СНиП 2.05.06-85* [114]. При этом продольные усилия следует определять с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойств грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты)

установлен факт влияния изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень заземления труб в грунтах и распределения перемещений и напряжений.

Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить все нагрузки и воздействия, с учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскостях (рис 7.12)

Определяется сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{zp} h D_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{zp} D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{zp} h D_n + q_{mp}) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (7.143)$$

где γ_{zp} – удельный вес грунта; h – начальная глубина заложения до оси трубопровода; D_n – наружный диаметр трубопровода; φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта, град; c_{zp} – сцепление грунта; q_{mp} – масса единицы длины трубопровода с изоляцией и газом.

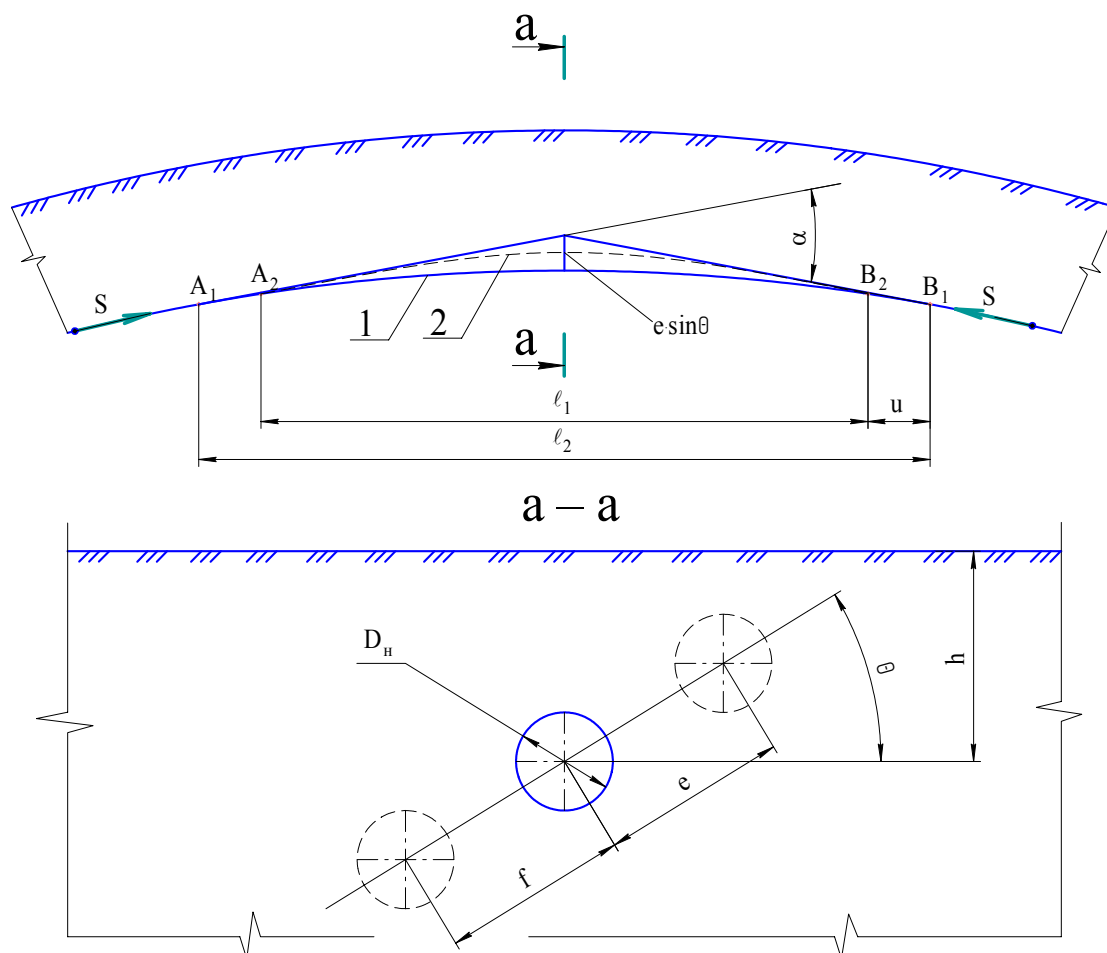


Рис 7.12. Расчетная схема криволинейного участка

Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формулам:

$$q_{\theta} = q_{mp} + \gamma_{zp} D_n^2 \left(\frac{h}{D_n} + \frac{h^2}{D_n^2} \operatorname{tg} \beta - \frac{\pi}{8} \right), \quad (7.144)$$

где

$$\operatorname{tg} \beta = \operatorname{tg} \varphi + 4,93 e^{-1,7 \frac{h}{D_n}}. \quad (7.145)$$

Сопротивление грунта поперечному перемещению в плоскости поворота, наклоненной под углом θ к горизонту:

$$q_{\theta} = q_{\theta} + (q_z - q_{\theta}) \cdot e^{-2,5 \cdot \theta \cdot (h / D_n)^{1/3}}. \quad (7.146)$$

Критическая сила Эйлера для прямолинейного участка:

$$S_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{\ell_1^2}, \quad (7.147)$$

где E – модуль упругости стали; ℓ_1 – длина хорды изогнутого участка.

Нормативные кольцевые напряжения в стенке трубопровода от рабочего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{p_{раб} \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (7.148)$$

где $p_{раб}$ – рабочее давление; $D_{вн}$ – внутренний диаметр; δ – толщина стенки трубы.

Продольное сжимающее усилие:

$$S^H = (0,2\sigma_{кц} + \alpha_t E \Delta t) F, \quad (7.149)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы; F – площадь поперечного сечения стенок трубы.

Параметр эквивалентного продольного сжимающего усилия S :

$$m^2 = S^H : S_{кр}. \quad (7.150)$$

Приращение стрелки прогиба, определяемое без учета перемещения прилегающих участков:

$$\Delta f = \frac{m^2}{1 - m^2} \left(f_1 - \frac{4q_{\theta}\ell_1}{\pi^3 S} \right). \quad (7.151)$$

Предельные касательные напряжения для данного грунта, определяемые по зависимости Кулона:

$$\tau_{np} = \gamma_{zp} h \operatorname{tg} \varphi_{zp} + c_{zp}. \quad (7.152)$$

Коэффициент сопротивления продольным перемещениям при однократном приложении нагрузки:

$$k = 0.146 + 4.68h. \quad (7.153)$$

Упругая составляющая перемещения конца прилегающего участка:

$$u_y = \frac{\tau_{np}}{k_u}. \quad (7.154)$$

Проверяется возможность образования участков пластической связи при перемещении прилегающего полубесконечного трубопровода.

Параметр зависящий от продольной жесткости трубопровода:

$$\beta_m = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EF}}. \quad (7.155)$$

Предельное значение продольного усилия:

$$P_{01np} = \frac{\tau_{np} \beta_m EF}{k_u}. \quad (7.156)$$

Если образуются участки пластической связи, определяется пластическая условно–мгновенная составляющая продольного перемещения конца прилегающего участка для первого цикла приложения растягивающего усилия, равного эквивалентному сжимающему усилию от действия давления и температуры после ввода в эксплуатацию с учетом упругого отпора изогнутой части трубопровода.

Коэффициент, характеризующий сопротивление перемещению конца прилегающего полубесконечного трубопровода со стороны изогнутого участка трубопровода:

$$\eta = \frac{45EI}{4f_1^2 \ell_1}. \quad (7.157)$$

Параметр, зависящий от упругого перемещения трубопровода в грунте и сопротивления изогнутой части трубопровода:

$$A = S - \eta u_y. \quad (7.158)$$

Параметр, зависящий от продольной жесткости трубы и предельных касательных напряжений в грунте:

$$B = 2EF\pi D_n \tau_{np}. \quad (7.159)$$

Пластическая условно мгновенная составляющая продольного перемещения:

$$u_{nl} = \frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2}\right)^2 - \frac{4(A^2 - P_{01np}^2)}{\eta^2}}. \quad (7.160)$$

Ползучие перемещения конца прилегающего участка трубопровода:

$$u_{пол} = n_u \cdot [k_2 (\tau_{np} - \tau_1)^{a_1} + k_2 t_i (\tau_{np} - \tau_1)^{a_2}], \quad (7.161)$$

где τ_1 – порог ползучести грунта; τ_2 – предел ползучести; k_1, k_2, a_1, a_2 – параметры ползучести грунта; n_u – расчетное число циклов нагружения;

Циклическое накопленное перемещение конца прилегающего участка

$$u_{цикл_i} = \frac{1}{EF} \left(\sum_{i=1}^n \frac{T_i e^{-\beta_{Hi} x}}{\beta_{Hi}} - \sum_{i=2}^n \frac{T_{i-1} e^{-\beta_{p(i-1)} x}}{\beta_{p(i-1)}} \right), \quad (7.162)$$

где β_{Hi} – коэффициент, зависящий от сопротивления грунта продольным перемещениям трубопровода в i -том цикле нагружения; $\beta_{p(i-1)}$ – коэффициент, зависящий от сопротивления грунта продольным перемещениям после снятия растягивающего усилия в предыдущем цикле.

Коэффициенты принимаются по экспериментальным данным, приведенными в табл. 7.4.

Суммарные продольные перемещения конца прилегающего прямолинейного участка с одной стороны, определяемые с учетом всех силовых факторов:

$$u = u_y + u_{пл} + u_{пол} + u_{цикл.i} . \quad (7.163)$$

Таблица 7.4

Коэффициенты β_{Hi} и β_p

Номер цикла	1	2	3	4	5	6	7	8
$\frac{\beta_{Hi}}{\beta_{H_1}}$	1,00	1,04	0,98	0,92	0,86	0,844	0,816	0,8
β_{Hi}	0,052	0,054	0,051	0,048	0,045	0,044	0,043	0,040
$\frac{\beta_{pi}}{\beta_{H_1}}$	1,370	1,160	1,040	0,956	0,910	0,880	0,830	0,820
β_{pi}	0,072	0,060	0,055	0,050	0,047	0,046	0,043	0,041

Стрелка прогиба, определенная от действия всех нагрузок и воздействий:

$$f_2 = \sqrt{(f_1 + \Delta f)^2 + \frac{8\ell_1 u}{\pi^2}} . \quad (7.164)$$

Приращение стрелки прогиба изогнутого участка:

$$e = f_2 - f_1 . \quad (7.165)$$

Определяются продольные напряжения в стенке трубы от нормативной продольной силы по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \frac{S_H}{F} + \frac{S_H \cdot e}{W} \quad (7.166)$$

и находится коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубы ψ_3 по формуле (2.50).

Проверка отсутствия пластических деформаций производится для сжатой зоны изогнутого трубопровода по условию (2.46).

В случае выполнения условия (2.46) и отсутствия пластических деформаций, а, значит, и потери местной устойчивости стенки трубы,

выполняется проверка общей устойчивости криволинейного участка трубопровода по условию (2.69), при этом расчетное продольное сжимающее усилие находим по формуле (2.61), а расчетные кольцевые напряжения по формуле (2.9).

Для криволинейного участка подземного трубопровода, уложенного вставками холодного гнущего, продольная критическая сила определяется по формуле [2]:

$$N_{кр} = \frac{5\pi^2 \cdot EI}{L_{кр}^2} - \frac{5c_p \cdot L_{кр}^2}{9\pi^2}, \quad (7.167)$$

где $L_{кр}$ – расчетная длина волны выпучивания; c_p – коэффициент нагрузки грунта при поперечном перемещении трубопровода, определяемый по зависимости:

$$c_p = \frac{q_\theta}{h + D_n / 2}, \quad (7.168)$$

где q_θ – сопротивление грунта поперечному перемещению трубопровода, определяемое по формуле (7.146); h – глубина заложения до оси трубопровода.

Критическая длина волны выпучивания для участка трубопровода, выполненного гнутыми вставками, определяется из выражения:

$$L_{кр}^2 = \frac{265EI}{q_\theta \rho_0 \left(1 + \frac{80EI \cdot c_p}{q_\theta^2 \rho_0^2} \right)}, \quad (7.169)$$

где ρ_0 – радиус изгиба трубопровода.

После вычислений и сравнения усилий по формуле (2.60) делается вывод об общей устойчивости криволинейного участка трубопровода.

7.10. Примеры расчетов

Пример 7.1. Рассчитать вероятность отказа стенки магистрального газопровода диаметром 1220 мм.

Материал труб – сталь 17Г1С-У. Допустимое значение вероятности отказа $V_{дон}=0,02$. Остальные исходные данные приведены в таблице.

Номер случайного значения	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	7,4	7,5	7,6	7,3	7,2
Предел прочности, МПа	590	580	577	598	570
Перепад температур, °С	-35	36	34	33	37

Решение

1. Случайные значения расчетного сопротивления стали трубы в соответствии с рекомендациями СНИП 2.05.06-85* [114]

$$\tilde{R}_1 = \frac{590 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,05} = 301,020 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_2 = \frac{580 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,1} = 282,468 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_3 = \frac{577 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,1} = 281,006 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_4 = \frac{598 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,05} = 305,102 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_5 = \frac{570 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,05} = 290,816 \text{ МПа}.$$

2. Математическое ожидание расчетного сопротивления стали по формуле (7.23)

$$\bar{R} = \frac{301,02 + 282,468 + 281,006 + 305,102 + 290,816}{5} = 292,082 \text{ МПа}.$$

3. Вычисляется математическое ожидание температурного перепада $\Delta \bar{t}$

$$\Delta \bar{t} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta \tilde{t}_i}{k} = \frac{-35 + 36 + 34 + 33 + 37}{5} = 21^\circ\text{C}.$$

4. Математическое ожидание давления $\bar{p}$

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^k \tilde{p}}{k} = \frac{7,4 + 7,5 + 7,6 + 7,3 + 7,2}{5} = 7,4 \text{ МПа}.$$

5. Предварительное значение расчетной толщины стенки без учета осевых сжимающих напряжений

$$\delta_n = \frac{n \bar{p} D_n}{2(\bar{R}_1 + n \bar{p})} = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,22}{2 \cdot (292,082 + 1,1 \cdot 7,4)} = 0,01654 \text{ м}.$$

Полученное значение толщины стенки округляется по сортаменту до ближайшего номинального.

$$\delta_n = 0,0165 \text{ м}.$$

6. Математическое ожидание продольных осевых напряжений по математическим ожиданиям температурного перепада $\Delta \bar{t}$ и рабочего давления $\bar{p}$

$$\bar{\sigma}_{np.N} = \mu \frac{n\bar{p}D_n}{2\delta_n} - \alpha_t E \Delta \bar{t} = 0,3 \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1,22}{2 \cdot 0,0165} - 1 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 21 = 48,28 \text{ МПа.}$$

$\bar{\sigma}_{np.N} > 0$, напряжения будут растягивающими и предварительно определенное номинальное значение δ_n для дальнейших расчетов принимаем без изменений.

7. Вычисляются случайные значения параметров нагрузки как расчетные продольные осевые напряжения:

$$\tilde{Q}_1 = \bar{\sigma}_{np.N} = \mu \frac{n\tilde{p}D_n}{2\delta_n} - \alpha_t E \Delta \tilde{t} = 0,3 \frac{7,4 \cdot 1,22 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,0165} - 1 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot (-35) = 160,28 \text{ МПа;}$$

$$\tilde{Q}_2 = 0,3 \frac{7,5 \cdot 1,22 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,0165} - 1 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 36 = 19,5 \text{ МПа;}$$

$$\tilde{Q}_3 = 0,3 \frac{7,6 \cdot 1,22 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,0165} - 1 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 34 = 24,72 \text{ МПа;}$$

$$\tilde{Q}_4 = 0,3 \frac{7,3 \cdot 1,22 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,0165} - 1 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 33 = 23,06 \text{ МПа;}$$

$$\tilde{Q}_5 = 0,3 \frac{7,2 \cdot 1,22 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,0165} - 1 \cdot 10^{-5} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 37 = 13,84 \text{ МПа.}$$

8. Вычисляется математическое ожидание параметров нагрузки по формуле (7.24)

$$\bar{Q} = \frac{160,28 + 19,5 + 24,72 + 23,06 + 13,84}{5} = 48,28 \text{ МПа.}$$

9. Математическое ожидание параметров прочности

$$\bar{\psi}_3 = 1, \text{ тогда } \bar{R} = \bar{R}_1 = 292,082 \text{ МПа.}$$

10. Математическое ожидание запаса прочности по формуле (7.22)

$$\bar{S} = 292,082 - 48,28 = 243,802 \text{ МПа.}$$

Предположим, что при эксплуатации случайные механические повреждения и повреждения от коррозии устранялись своевременно. Тогда, пренебрегая на первом этапе старением трубы и считая, что случайные величины подчиняются нормальному закону распределения, вычисляются дисперсии параметров нагрузки и прочности по формулам (7.26) и (7.27):

$$\begin{aligned} \hat{Q} = & \frac{(160,28 - 48,28)^2 + (19,5 - 48,28)^2 + (24,72 - 48,28)^2}{5} + \\ & + \frac{(23,06 - 48,28)^2 + (13,84 - 48,28)^2}{5} = 3149,9 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\hat{R} = & \frac{(310,02 - 292,083)^2 + (282,468 - 292,083)^2}{5} + \\ & + \frac{(281,006 - 292,083)^2 + (305,102 - 292,083)^2}{5} + \\ & + \frac{(290,812 - 292,083)^2}{5} = 93,224 \text{ МПа.}\end{aligned}$$

11. Вычисляется стандарт отклонения случайных значений запаса прочности по формуле (7.25)

$$\hat{S} = \sqrt{93,224 + 3149,9} = 56,948 \text{ МПа.}$$

12. Определяется характеристика безопасности при нормальном законе распределения по формуле (7.21)

$$\gamma = \frac{243,802}{56,948} = 4,28.$$

13. По таблице интегралов функции Лапласа определяется величина интеграла вероятности Гаусса $\Phi(\gamma)$ для вычисленного значения параметра безопасности

$$\Phi(\gamma) = 0,499.$$

14. Вычисляется вероятность отказа для нормального закона распределения случайных величин по формуле (7.19)

$$V = 1/2 - 0,499 = 0,001.$$

15. Проверяем условие (7.28)

$V \approx 0,001 \leq V_{\text{дон}} = 0,02$ – условие выполняется, т.е. отказ не произойдет.

Пример 7.2. Рассчитать переходное сопротивление изоляционного покрытия при контроле в процессе эксплуатации магистрального нефтепровода диаметром 530мм. Толщина стенки трубы 7мм. Марка стали – 17Г2СФ. Число станций катодной защиты (СКЗ) $n=5$, расстояние между СКЗ – 15 км. Расстояние между контрольно – измерительными пунктами (КИП) по трассе – 3 км. Потенциал “труба-земля” при отключенных СКЗ: $U_{\text{м.з.е}} = -0,61 \text{ В}$.

Данные измерения потенциала “труба-земля” на КИП № k

КИП №k	1	2	3	4	5
$U_{\text{м.з.ек}}$	-0,9	-1,2	-1,8	-2,0	-0,8

Данные записи тока защиты на СКЗ № i:

СКЗ № i	1	2	3	4	5
$I_i, \text{ А}$	2,5	10,0	12,0	8,0	6,5

Решение

1. Смещение наложенной разности потенциалов в каждом КИП № k по формуле (7.36)

$$U_{m.з.ек} = 0,9 - 0,61 = 0,29 \text{ В [на КИП №1, 6, 11, 16];}$$

$$U_{m.з.ек} = 1,2 - 0,61 = 0,59 \text{ В [на КИП №2, 7, 12, 17];}$$

$$U_{m.з.ек} = 1,8 - 0,61 = 1,19 \text{ В [на КИП №3, 8, 13, 18];}$$

$$U_{m.з.ек} = 2,0 - 0,61 = 1,39 \text{ В [на КИП №4, 9, 14, 19];}$$

$$U_{m.з.ек} = 0,8 - 0,61 = 0,19 \text{ В [на КИП №5, 10, 15, 20].}$$

2. Средневзвешенное смещение разности потенциалов в зоне действия каждой СКЗ №i по формуле (7.37)

$$U_{m.з.i} = \frac{15000^2}{\left(\frac{3000}{\sqrt{0,29}} + \frac{3000}{\sqrt{0,59}} + \frac{3000}{\sqrt{1,19}} + \frac{3000}{\sqrt{1,39}} + \frac{3000}{\sqrt{0,19}} \right)^2} = 0,47 \text{ В.}$$

3. Средняя плотность тока СКЗ №i по формуле (7.38)

$$j_1 = \frac{2,5}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,0001 \text{ А/м}^2;$$

$$j_2 = \frac{10}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00041 \text{ А/м}^2;$$

$$j_3 = \frac{12}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00048 \text{ А/м}^2;$$

$$j_4 = \frac{8}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00032 \text{ А/м}^2;$$

$$j_5 = \frac{6,5}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00026 \text{ А/м}^2.$$

4. Продольное сопротивление трубопровода по формуле (7.41)

$$R_m = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{\pi \cdot (0,53 - 0,007) \cdot 0,007} = 2,13 \cdot 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

5. Из номограммы ВНИИСТА (Приложение К) определяется конечное значение переходного сопротивления «труба-земля» $R_{nk} = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$

6. Сопротивление растеканию тока от газопровода по формуле (7.40)

$$R_p = \frac{50 \cdot 0,53}{2} \cdot \ln \left(\frac{0,4 \cdot 210}{0,53^2 \cdot 0,8 \cdot 2,13 \cdot 10^{-6}} \right) = 221 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

7. Переходное сопротивление в зоне действия СКЗ №i по формуле (7.39)

$$R_{n.1} = \frac{0,47}{0,0001} - 221 = 4479 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.2} = \frac{0,47}{0,00041} - 221 = 954 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.3} = \frac{0,47}{0,00048} - 221 = 758 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.4} = \frac{0,47}{0,00032} - 221 = 1247,75 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.5} = \frac{0,47}{0,00026} - 221 = 1586,69 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

8. Вычисляется переходное сопротивление контролируемого участка трубопровода длиной L по формуле (7.42)

$$R_n = \frac{75000^2}{\left(\frac{15000}{\sqrt{4479}} + \frac{15000}{\sqrt{954}} + \frac{15000}{\sqrt{758}} + \frac{15000}{\sqrt{1247,75}} + \frac{15000}{\sqrt{1586,69}} \right)} = 1330,929 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

Величина R_n сравнивается с допустимой $|R_n|$ по ГОСТ Р 51164-98

$R_n < |R_n| = 12500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (покрытие битумное, срок эксплуатации более 20 лет)

Величина R_n не соответствует требованиям ГОСТ.

Для упрощения ручного расчета расстояния между СКЗ и между КИП, значения наложенных потенциалов на каждой СКЗ в данном учебном примере приняты одинаковыми.

Пример 7.3. Определить число циклов перепада давления до зарождения трещины и долговечность стенки трубы в нефтепроводе диаметром 273 мм при наличии риска шириной 1 мм и глубиной 0,5 мм. Толщина стенки 9,2 мм, материал стенки трубы – сталь 13ГФА по ТУ 14-3-1701-90. Давление в трубопроводе: рабочее – 2,5 МПа, гидростатическое при остановке перекачки – 0,1 МПа.

Исходные данные:

- рабочее давление в трубопроводе: в режиме перекачки $p = 2,5 \text{ МПа}$; при остановках перекачки $p = 0,1 \text{ МПа}$;
- диаметр наружный – 273 мм;
- установленная диагностикой минимальная номинальная толщина стенки в зоне дефекта $\delta_n = 9,2 \text{ мм}$;
- установленный диагностикой дефект – риска с закругленными краями глубиной $b = 1 \text{ мм}$ и шириной $d = 0,5 \text{ мм}$, радиус закругления $\rho = 0,5 \text{ мм}$;
- механическими испытаниями установлены следующие характеристики стали 13ГФА:
- предел прочности $\sigma_s = 556,9 \text{ МПа}$;
- предел текучести $\sigma_{0,2} = 395 \text{ МПа}$;
- истинные деформации при разрыве $e_k = 0,323$;
- истинные напряжения при разрыве $\sigma_k = 623,4 \text{ МПа}$;

- относительное равномерное сужение $\psi_s = 12,48\%$;
- диаграмма истинных напряжений и деформаций растяжения $\sigma_i = f(e_i)$;
- режим нагружения – мягкий, асимметричный с коэффициентом асимметрии $r = 0,04$;
- модуль упругости стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;
- число циклов нагружения за 1 год $N_2 = 160$.

Решение

1. Предел выносливости для сталей применяемых на нефтепроводах, по формуле (7.47)

$$\sigma_{-1} = 0,4 \cdot 556,9 = 222,76 \text{ МПа.}$$

2. Показатель мягкого циклического нагружения по формуле (7.49)

$$\chi_2 = 1,2 \cdot \frac{395}{556,9} - 0,35 = 0,501.$$

3. Максимальные кольцевые напряжения в стенке трубы без учета концентрации напряжений по формуле СНиП 2.05.06-85*

$$\sigma_{\kappa\mu_{\max}} = n \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_n} = 1,1 \frac{2,5 \cdot (0,273 - 2 \cdot 0,0092)}{2 \cdot 0,0092} = 38,05 \text{ МПа.}$$

4. Минимальные кольцевые напряжения без учета концентрации напряжений

$$\sigma_{\kappa\mu_{\min}} = \frac{1,1 \cdot 0,1 \cdot (0,273 - 2 \cdot 0,0092)}{2 \cdot 0,0092} = 1,52 \text{ МПа.}$$

5. Коэффициент концентрации напряжений для риски по формуле приложения О

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \sqrt{\frac{1,0}{0,5}} \cdot \frac{9,2}{(9,2 - 1)} = 4,17.$$

6. Максимальные и минимальные напряжения в концентраторе (риске)

$$\sigma_{\max} = \alpha_\sigma \cdot \sigma_{\kappa\mu_{\max}} = 4,17 \cdot 38,05 = 158,7 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\min} = \alpha_\sigma \cdot \sigma_{\kappa\mu_{\min}} = 4,17 \cdot 1,52 = 6,34 \text{ МПа.}$$

7. С использованием графика зависимости истинных напряжений от деформаций $\sigma_i = f(e_i)$ определяем истинные деформации при максимальных и минимальных напряжениях

$$e_{\max} = 0,016; e_{\min} = 0.$$

В случае отсутствия в результатах испытаний стали графика истинных напряжений $\sigma_i = f(e_i)$, $e_{\max}$ и $e_{\min}$ определяются по графику зависимости $e_a = \varphi(e_{cp})$, рис 7.11.

8. Амплитуда деформации в вершине дефекта (e_a) и средняя деформация цикла (e_{cp}) по формулам (7.51)

$$e_a = \frac{0,016 - 0}{2} = 0,008;$$

$$e_{cp} = \frac{0,016 + 0}{2} = 0,008.$$

9. Истинная деформация в вершине дефекта с учетом асимметрии циклов нагружения по формуле (7.50)

$$\tilde{e}_a = \frac{0,008}{1 - \frac{0,008}{0,323}} = 0,0082.$$

10. Из уравнения Менсона – Коффина (7.48) для данного случая определяется число циклов до зарождения трещины

$$N = 0,501 \sqrt{\frac{\ln \frac{1}{1 - 0,1248}}{0,0082 - \frac{222,76}{2,1 \cdot 10^5}}} = 344,5 \text{ циклов.}$$

11. Определяется долговечность по зарождению трещины

$$T = \frac{N}{N_2} = \frac{344,5}{160} = 2,15 \text{ года.}$$

Пример 7.4. Рассчитать остаточный ресурс трубопровода по характеристикам трещиностойкости. Расчет параметров циклического нагружения и характеристик трещиностойкости производится по формулам (7.52-7.60). По формулам (7.61-7.67) из совместного решения уравнений (7.61), (7.64) и (7.66) с учетом (7.62) определяются допускаемая и критическая глубина трещин. Далее по формулам (7.68-7.73) рассчитываются остаточный ресурс и предельное разрешенное давление.

Ввиду громоздкости формул для определения характеристик трещиностойкости и большой трудоемкости совместного решения уравнений (7.61), (7.64) и (7.66) составлена специальная программа расчета.

Пример расчета выполнен по специальной программе для нефтепровода диаметром 219 мм с рабочим давлением 10 МПа, трубы – из стали 20сп.

Исходные данные:

- временное сопротивление растяжению	440.000000 МПа;
- условный предел текучести	305.000000 МПа;
- относительное сужение после разрыва	64.300000 %;
- толщина образца	6.100000 мм;
- ширина образца	30.000000 мм;
- глубина усталостной трещины	3.100000 мм;
- max усилие при циклическом разрушении	0.048300 МН;
- относительное равномерное сужение	15.360000 %;
- максимальное рабочее давление	10.000000 МПа;
- среднее рабочее давление	8.000000 МПа;
- толщина стенки трубы	12.000000 мм;

- диаметр трубы
- число циклов перепада давления за год

219.00000000 мм;
579.000000

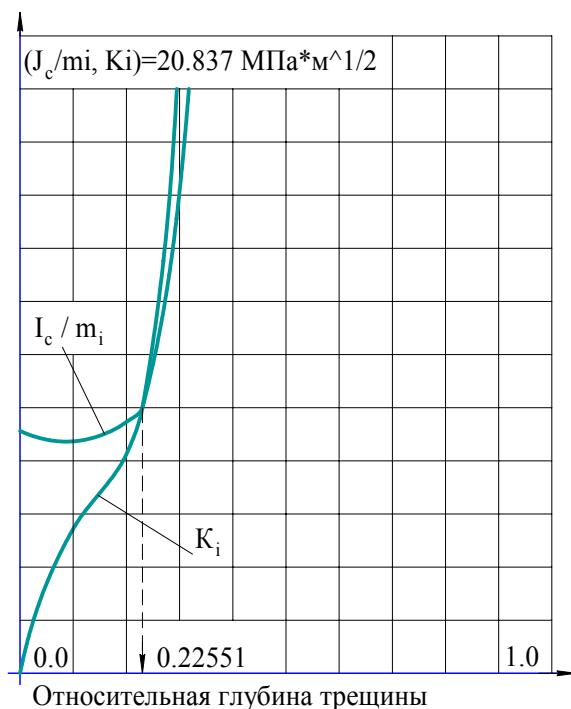


Рис. 7.13. График определения относительной допускаемой глубины трещины

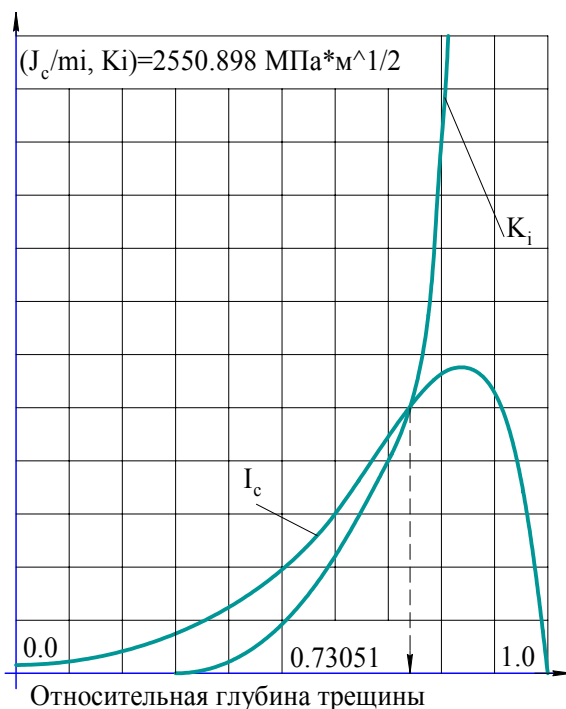


Рис. 7.14. График определения относительной критической глубины трещины

На графиках (рис. 7.13, 7.14) показана процедура определения относительных допускаемой и критической значений глубины трещины.

Результаты расчетов:

- разрушающее напряжение по тmax разрушающей силе для образцов с трещиной 263.934426 МПа;
- степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце для относительной глубины трещины 0,5 1.199702;
- предел трещиностойкости для относительной глубины трещины 0,5 73.476235 МПа*м^{1/2};
- разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учетом характеристик циклической трещиностойкости 671.970070 МПа;
- кольцевые напряжения от тmax рабочего давления в стенке трубы 81.250000 МПа;
- коэффициент запаса прочности при рабочем давлении 5.118591;
- относительная допускаемая глубина трещины 0.225510
- допускаемая глубина трещины 2.706120 мм;
- относительная критическая глубина трещины 0.730510
- критическая глубина трещины 8.766120 мм;

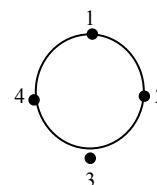
- коэффициент интенсивности	10.382679 МПа*м ⁻² ;
- коэффициент интенсивности упруго-пластических деформаций	0.003045;
- число циклов нагружения	20460.976916;
- долговечность труб	6316 циклов;
- срок безаварийной работы	10 лет(год/года);
- предельное давление в трубе	5.054878 МПа.

Пример 7.5. Рассчитать остаточный ресурс по минимальной вероятной толщине стенки для нефтегазопромыслового трубопровода диаметром 273мм, транспортирующего продукты, не содержащие сероводород. Рабочее давление 10 МПа. Трубы изготовлены по ГОСТ 8731 из стали 20 по ГОСТ 1050. Трубопровод эксплуатируется с 1990г. Механические свойства стали труб, определенные твердометрией, имеют значения не ниже ГОСТ 8731.

Выполнено диагностирование и установлены значения толщины стенки:

Номер замеряемого места по схеме	Толщина стенки, мм					Диаметр трубы, мм
	Фактическая (δ_k) в точках				Номи- нальная δ_{nk}	
	1	2	3	4		
1	7.5	7.5	7.6	7.7	10	273
2	7.3	7.3	7.4	7.4	10	273
3	7.3	7.2	7.4	7.3	10	273
4	7.4	7.4	7.5	7.4	10	273
5	9.3	9.3	9.4	9.4	10	273
6	9.1	9.0	9.0	9.0	10	273
7	7.8	7.7	7.8	7.7	10	273
8	8.8	8.7	8.7	8.8	10	273
9	7.9	7.9	8.0	8.0	10	273
10	7.3	7.3	7.4	7.4	10	273

Расположение мест замеров толщины стенки по сечению трубы:
Отбраковочная толщина стенки $\delta_{отб} = 5,2$ мм.



Решение

1. Оценка среднеквадратичного отклонения замеряемой толщины стенки по формуле (7.94)

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{40-1} \sum_{i=1}^{40} (7,580 - 8,065)^2} = \sqrt{\frac{19,7310}{39}} = 0,7113,$$

$$\text{где } \delta_{cp} = \frac{\sum_{k=1}^N \delta_k}{N} = \frac{322,6}{40} = 8,065 ;$$

N – число замеров; δ_k – значение замеренной толщины; δ_{cp} – среднее значение замеренной толщины.

2. Вероятная минимальная толщина стенки трубопровода по формуле (7.95)

$$\delta_{min} = 8,065 - 2 \cdot 0,7113 = 6,6424 \text{ мм.}$$

3. Проверяется условие $\delta_{min} > \delta_{омб}$. В случае отсутствия исходных данных отбраковочной толщины стенки $\delta_{омб}$ ее значение определяется для рассматриваемого вида трубопровода согласно п.п. 7.7.2 – 7.7.4.

Так как условие $\delta_{min} = 6,6424 \text{ мм} > \delta_{омб} = 5,2 \text{ мм}$ выполняется, дальнейшая эксплуатация трубопровода допустима.

3. Средняя скорость коррозии по формуле (7.96)

$$v_{cp} = \frac{10 - 6,6424}{12} = 0,28 \text{ мм/год.}$$

4. Определяется остаточный ресурс трубопровода по формуле (7.97)

$$\tau_{ост} = \frac{6,6424 - 5,20}{0,28} = 5,14 \text{ лет.}$$

Пример 7.6. Требуется рассчитать остаточный ресурс нефтегазопромыслового трубопровода диаметром 273 мм с вероятностью прогноза 95%. Принимаем значения регламентированной надежности $\gamma = 0,95\%$ и односторонней доверительной вероятности, равной 0,95. Принимается линейная модель износа, т.е. в уравнении $\delta = a \cdot \tau^m$, $m=1$, расчетная толщина стенки с учетом допустимого износа, определенная предварительно по методике п. 7.7.2 и [87] $\delta_R = 0,00626 \text{ м}$. Остальные исходные данные принять по исходным данным примера 7.5.

Решение

1. По приведенным в таблице примера 7.5 данным подсчитывается значение относительного износа для каждого замера по формуле:

$$\bar{\Delta}_k = \frac{\delta_{нк} - \delta_k}{\delta_{нк}}.$$

Ввиду большого массива чисел процесс расчета опускается

2. Определяется средний относительный износ по формуле (7.124) при $\sum_{k=1}^{N_i} \left(1 - \frac{\delta_k}{\delta_{нк}}\right) = 7,74$ (по таблице данных примера 7.5).

$$\bar{\Delta}_{icp} = \frac{7,74}{40} = 0,1935.$$

3. Среднее квадратическое отклонение относительного утонения по формуле (7.126) при $\sum_{k=1}^{N_i} (\bar{\Delta}_k - \bar{\Delta}_{icp})^2 = 0,1922$

$$S_{\delta} = \sqrt{\frac{0,1922}{40-1}} = 0,0702.$$

4. Полагая среднее квадратическое отклонение технологического допуска $S_0 = 0,05$, определяем среднее квадратическое отклонение относительного износа по формуле (7.128)

$$S_d = \sqrt{S_{\delta}^2 - S_0^2} = \sqrt{0,0702^2 - 0,05^2} = 0,0493.$$

5. Верхнее интервальное значение среднего относительного износа для квантиля нормального распределения с вероятностью 0,95, $U_d = 1,65$ по формуле (7.139)

$$\bar{\Delta}_{icp*} = 0,1935 + 1,65 \cdot \frac{0,0493}{\sqrt{40-2}} = 0,2067.$$

6. Верхнее интервальное значение среднеквадратического отклонения относительного износа определяется для $U_d = 1,65$, $\beta = 0,95$ по формуле (7.139)

$$S_{d*} = 0,0493 + 1,65 \cdot \frac{0,0493}{\sqrt{2 \cdot 40 - 8}} = 0,0589.$$

7. Средний допустимый относительный износ по формуле (7.127)

$$[\bar{\Delta}]_{icp} = 1 - \frac{6,26}{10} = 0,374.$$

8. Определяется квантиль функции Лапласа (аргумент функции Φ):

$$\frac{0,374 - 0,2067}{\sqrt{0,0589^2 + 0,05^2}} = 2,165.$$

9. Из табл. 7.3 при величине квантиля 2,165 находим значение функции Лапласа, равное 0,984.

10. Подставляя это значение в формулу (7.138), находим значение Γ -% вероятности, равное $0,984 \cdot 0,95 = 0,935$.

11. По таблице 7.3 Г-% вероятности 0,935 соответствует U_β – квантиль, равный 1,52.

12. Вычисляется параметр Q^* по формуле (7.140):

$$Q^* = \frac{0,374 \cdot 0,2067 - 1,52 \sqrt{0,0589^2 \cdot 0,374^2 + 0,05^2 (0,2067^2 - 1,52^2 \cdot 0,0589^2)}}{0,2067^2 - 1,52^2 \cdot 0,0589^2} = 1,18.$$

13. Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95%

$$T = (Q^* - 1) \cdot \tau = (1,18 - 1) \cdot 12 = 2,1 \text{ года.}$$

Пример 7.7. Проверить устойчивость и отсутствие пластических деформаций на криволинейном участке подземного газопровода диаметром 1020мм, проложенного в сыпучих грунтах при следующих исходных данных.

Исходные геометрические характеристики участка:

$\ell_1 = 20,8$ м – длина хорды изогнутого участка;

$f_1 = 0,5355$ м – начальная стрелка прогиба этого участка;

$\theta = 21^\circ = 0,368$ рад – угол наклона плоскости от трубопровода;

$\alpha_\theta = 11,47^\circ$ – угол поворота, приведенный к плоскости оси трубопровода;

$\rho_1 = 101,26$ м – радиус поворота в начальном положении;

$h = 1,31$ м – начальная глубина заложения до оси трубопровода.

Геометрические характеристики трубы:

$D_n = 1,02$ м;

$\delta = 11$ мм;

$F = 3,485 \cdot 10^{-2}$ м²;

$I = 4,41449 \cdot 10^{-3}$ м⁴;

$W = 8,657 \cdot 10^{-3}$ м³;

$E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа.

Масса единицы длины трубопровода с изоляцией и газом:

$q_o = 374,7$ кг/м.

Вес трубы $q_{mp} = 0,00367$ МН/м.

Материал трубы – сталь 17Г1С с характеристиками: $\sigma_s = 520$ МПа; $\sigma_m = 360$ МПа.

Грунт – песок мелкий однородный с физико – механическими характеристиками:

$\varphi_{gp} = 30^\circ$ - угол внутреннего трения;

$\rho_{gp} = 1,58$ т/м³ – плотность грунта;

$c_{gp} = 0$ – сцепление грунта;

$W_{gp} = 5,6\%$ - средняя влажность грунта;

$\gamma_{gp} = 0,0155$ МН/м³ - удельный вес грунта.

Характеристики ползучести:

$\kappa_1 = 5,154$; $\kappa_2 = 0,0009$; $a_1 = 1,49$; $a_2 = 1,54$; $\tau_1 = 0,0014$ МПа; $\tau_2 = 0,0017$ МПа.

Режим работы трубопровода и технологические параметры после пуска газопровода:

$t_2 = 35,7^\circ\text{C}$ - температура газа; $p_{раб} = 5,45$ МПа – рабочее давление; $t = -22^\circ\text{C}$ – расчетное значение температуры замыкания монтажного стыка.

Решение

1. Определяется сопротивление грунта горизонтальным перемещениям по формуле (7.143)

$$q_z = 0,0155 \cdot 1,31 \cdot 1,02 \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ + \frac{30^\circ}{2}\right) + 0 + \\ + (0,0155 \cdot 1,02 \cdot 1,31 + 0,00347) \cdot \operatorname{tg} 30^\circ = 0,076 \text{ МН/м.}$$

2. Параметр $\operatorname{tg}\beta$ по формуле (7.145)

$$\operatorname{tg}\beta = \operatorname{tg} 30^\circ + 4,93 \cdot e^{-1,7 \cdot 1,31 / 1,02} = 1,547.$$

3. Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формуле (7.144)

$$q_\theta = 0,00367 + 0,0155 \cdot 1,02^2 \left(\frac{1,31}{1,02} + \frac{1,31^2}{1,02^2} \cdot 1,547 - \frac{\pi}{8} \right) = 0,0254 \text{ МН/м.}$$

4. Сопротивление грунта поперечному перемещению в плоскости поворота, наклоненной под углом θ к горизонту по формуле (7.146)

$$q_\theta = 0,0254 + (0,076 - 0,0254) \cdot e^{2,5 \cdot 0,368 \cdot \left(\frac{1,31}{1,02}\right)^{1/3}} = 0,04 \text{ МН/м.}$$

5. Критическая сила Эйлера для прямолинейного участка по формуле (7.147)

$$S_{кр} = \frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,41449 \cdot 10^{-3}}{20,8^2} = 21,126 \text{ МН.}$$

6. Нормативные кольцевые напряжения в стенке трубопровода от рабочего давления по формуле (7.148)

$$\sigma_{кц}^н = \frac{5,45 \cdot (1,02 - 2 \cdot 0,011)}{2 \cdot 0,011} = 247,23 \text{ МПа.}$$

7. Продольное сжимающее усилие от нормативного давления по формуле (7.149)

$$S^н = (0,2 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 57,7) \cdot 3,485 \cdot 10^{-2} = 6,79 \text{ МН.}$$

8. Параметр эквивалентного продольного сжимающего усилия S по формуле (7.150)

$$m^2 = 6,79 / 21,126 = 0,321 \text{ МН.}$$

9. Приращение стрелки прогиба определяемое без учета перемещения прилегающих участков по формуле (7.151)

$$\Delta f = \frac{0,321}{1 - 0,321} \cdot \left(0,5355 - \frac{4 \cdot 0,044 \cdot 20,8}{\pi^3 \cdot 6,79} \right) = 0,245 \text{ м.}$$

10. Предельные касательные напряжения для данного грунта, определяемые по зависимости Кулона (7.152)

$$\tau_{np} = 0,0155 \cdot 1,31 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ + 0 = 0,0119 \text{ МПа.}$$

11. Коэффициент сопротивления продольным перемещениям при однократном приложении нагрузки по формуле (7.153)

$$k_u = 0,146 + 4,68 \cdot 1,31 = 6,2768 \text{ МН/м}^3.$$

12. Упругая составляющая перемещения конца прилегающего участка по формуле (7.154)

$$u_y = \frac{0,0119}{6,2768} = 0,0019 \text{ м.}$$

13. Параметр зависящий от продольной жесткости трубопровода по формуле (7.155)

$$\beta_m = \sqrt{\frac{\pi \cdot 1,02 \cdot 6,2768}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 3,485 \cdot 10^{-2}}} = 0,0524 \text{ м}^{-1}.$$

14. Предельное значение продольного усилия по формуле (7.156)

$$P_{01np} = \frac{0,0119 \cdot 0,0524 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 3,485 \cdot 10^{-2}}{6,2768} = 0,727 \text{ МН.}$$

$S^H = 6,79 \text{ МН} > P_{01np} = 0,727 \text{ МН}$ – участки пластической связи образуются

В этом случае определяется пластическая условно – мгновенная составляющая продольного перемещения конца прилегающего участка для первого цикла приложения растягивающего усилия, равного эквивалентному сжимающему усилию от действия давления и температуры после ввода в эксплуатацию, с учетом упругого отпора изогнутой части трубопровода.

15. Коэффициент, характеризующий сопротивление перемещению конца прилегающего полубесконечного трубопровода со стороны изогнутого участка трубопровода по формуле (7.157)

$$\eta = \frac{45 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,41449 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 0,5355^2 \cdot 20,8} = 1748,5 \text{ МН/м.}$$

16. Параметр, зависящий от упругого перемещения трубопровода в грунте и сопротивления изогнутой части трубопровода по формуле (7.158)

$$A = 6,79 - 1748,5 \cdot 0,0019 = 3,49 \text{ МН.}$$

17. Параметр, зависящий от продольной жесткости трубы и предельных касательных напряжений в грунте по формуле (7.159)

$$B = 2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 3,485 \cdot 10^{-2} \cdot \pi \cdot 1,02 \cdot 0,0119 = 557,864 \text{ МН.}$$

18. Пластическая условно мгновенная составляющая продольного перемещения по формуле (7.160)

$$u_{nl} = \frac{3,46}{1748,5} + \frac{557,864}{2 \cdot 1748,5} + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 3,46}{1748,5} + \frac{557,864}{1748,5^2} \right)^2 - \frac{4 \cdot (3,46^2 - 0,727^2)}{1748,5^2}} =$$

$$= 1,42 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

19. Ползучие перемещения конца прилегающего участка трубопровода по формуле (7.161)

$$u_{пол} = 8 \left[5,15 \cdot (0,0119 - 0,0014)^{1,49} + 0,0089 \cdot (0,0119 - 0,0017)^{1,54} \right] = 0,046 \text{ м.}$$

20. Циклическое накопленное перемещение конца прилегающего участка определяется по формуле (7.162) при $x=0$, принимая коэффициент сопротивления продольным перемещениям из табл. 7.4.

$$u_{цикл_i} = \frac{0.727}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 3,485 \cdot 10^{-2}} \left[\left(\frac{1}{0,054} + \frac{1}{0,054} + \frac{1}{0,051} + \frac{1}{0,048} + \frac{1}{0,045} + \frac{1}{0,044} + \frac{1}{0,043} + \frac{1}{0,040} \right) - \left(\frac{1}{0,072} + \frac{1}{0,060} + \frac{1}{0,055} + \frac{1}{0,050} + \frac{1}{0,047} + \frac{1}{0,046} + \frac{1}{0,043} \right) \right] = 0,0019 \text{ м.}$$

21. Суммарное продольное перемещение конца прилегающего прямолинейного участка с одной стороны, определяемое с учетом всех силовых факторов по формуле (7.163)

$$u = 0,0019 + 0,0014 + 0,0046 + 0,0019 = 0,0512 \text{ м.}$$

22. Стрелка прогиба, определенная от действия всех нагрузок и воздействий по формуле (7.164)

$$f = \sqrt{(0,5355 + 0,245)^2 + \frac{8 \cdot 20,8 \cdot 0,0512}{\pi^2}} = 1,214 \text{ м.}$$

23. Расчетные кольцевые напряжения по формуле (2.9)

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 5,45(1,02 - 2 \cdot 0,011)}{2 \cdot 0,011} = 271,95 \text{ МПа.}$$

24. Расчетные продольные усилия по формуле (2.61)

$$S = (0,2 \cdot 271,95 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 57,7) \cdot 3,485 \cdot 10^{-2} = 6,96 \text{ МН.}$$

25. Расчетная длина волны выпучивания по формуле (7.169)

$$L_{кр}^2 = \frac{265 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,4145 \cdot 10^{-3}}{0,044 \cdot 101,26 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{80 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,4145 \cdot 10^{-3} \cdot 0,014}{0,044^2 \cdot 101,26^2}} \right)} = 5266,78 \text{ м}^2,$$

откуда $L_{кр} = \sqrt{5266,78} = 72,57 \text{ м};$

26. Коэффициент разгрузки c_p по формуле (7.168)

$$c_p = 0,04 / (1,31 + 1,02 / 2) = 0,022 \text{ МН/м}^2$$

27. Критическая продольная сила определяется по формуле (7.167)

$$N_{кр} = \frac{5 \cdot \pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,41449 \cdot 10^{-3}}{72,57^2} - \frac{5 \cdot 0,022 \cdot 72,57^2}{9 \cdot \pi^2} = 2,164 \text{ МН.}$$

28. Проверяем условие устойчивости по формуле (2.60)

$$\text{должно } 6,96 < 0,9 \cdot 2,164, \text{ фактически } 6,96 > 1,95,$$

т. е. устойчивость не обеспечивается.

29. Приращение стрелки прогиба изогнутого участка определяется по формуле (7.165)

$$e = f_2 - f_1 = 1,214 - 0,5355 = 0,6785 \text{ м.}$$

30. Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние по формуле (2.50)

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{247,23}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} 360} \right)^2} - 0,5 \frac{247,23}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} 360} = 0,954 - 0,343 = 0,612.$$

31. Продольные напряжения от нормативной продольной силы по формуле (7.166)

$$\sigma_{np}^n = \frac{6,79}{3,485 \cdot 10^{-2}} + \frac{6,79 \cdot 0,6785}{8,657 \cdot 10^{-3}} = 727 \text{ МПа.}$$

32. Проверяется выполнение условия (2.46)

$$727 \text{ МПа} > 0,612 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 220,3 \text{ МПа,}$$

т. е. происходит потеря устойчивости трубопровода и дальнейшее нарастание стрелы прогиба с пластическими деформациями стенки трубы, требуется капитальный ремонт участка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 191с.
2. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1997. – 287с.
3. Акулов А.И., Бельчук Г.А., Демянцевич В.П. Технология и оборудование сварки плавлением. – М.: Машиностроение, 1977. – 432с.
4. Альбом характеристик центробежных нагнетателей природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – 87с.
5. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. – М.: Недра, 1979. – 176с.
6. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Справочник мастера-строителя магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. – 224с.
7. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1995. – 246с.
8. Березин В.Л., Рашепкин К.Е., Телегин Л.Г. и др. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 364с.
9. Бородавкин П.П. Механика грунтов: Учеб. для вузов. – М.: ООО “Недра – Бизнесцентр”, 2003. – 349с.
10. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1987. – 471с.
11. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. – М.: Недра, 1968. – 304с.
12. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1979. – 415с.
13. Бородавкин П.П., Глоба А.М. Сооружение трубопроводов в горах. – М.: Недра, 1987. – 144с.
14. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1984. – 383с.
15. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1981. – 160с.
16. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование и строительство. – М.: Недра, 1982. – 383с.
17. Будзуляк Б.В., Васильев Г.Г., Иванов В.А. и др. Организационно технологические схемы производства работ при сооружении магистральных трубопроводов: Учеб. пособие. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 416с.
18. Быков Л.И., Автахов З.Ф. К вопросу проектирования балочных трубопроводных переходов / Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С.49-59.
19. Быков Л.И., Автахов З.Ф., Лунев Л.А. Повышение эффективности использования балочных трубопроводных переходов / Материалы Новоселовских чтений: Сб. науч. тр. Вып. 2. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С.208-221.

20. Быков Л.И., Лунев Л.А. Новые методы проектирования надземных трубопроводных переходов / Трубопроводный транспорт нефти. – 2001, №6. – С.18-20.
21. Быков Л.И., Лунев Л.А., Автахов З.Ф. К вопросу рационального проектирования надземных трубопроводных переходов / Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб. науч. тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.51-60.
22. Васильев Н.П. Балластировка и закрепление трубопроводов. – М.: Недра, 1984. – 166с.
23. Виноградов С.В. Расчет подземных трубопроводов на внешние нагрузки. – М.: Стройиздат, 1980. – 135с.
24. Висячие трубопроводные переходы / В.И. Кириенко, В.Н. Шилеановский, Д.А. Коршунов и др. – Киев: Изд-во “Будівельник”, 1968. – 159с.
25. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989. – 286с.
26. ВСН 2-67–76. Инструкция по внедрению метода сплава при строительстве магистральных трубопроводов больших диаметров на болотах. – М.: Миннефтегазстрой, 1976. – 35с.
27. ВСН 51-3–85. ВСН 2-38–85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов. – М.: Мингазпром, Миннефтепром, 1986. – 97с.
28. ВСН 005–88. Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 23с.
29. ВСН 006–89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 216с.
30. ВСН 007–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 51с.
31. ВСН 008–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 103с.
32. ВСН 009–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства установки электрохимической защиты. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 76с.
33. Дополнение к ВСН 009–88. Средства и установка электрохимзащиты. Электрохимическая защита кожухов на переходах трубопроводов под автомобильными и железными дорогами. – М.: ГКНС “Нефтегазстрой”, 1991. – 15с.
34. ВСН 010–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтепроводстрой, 1990. – 103с.
35. ВСН 011–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 98с.
36. ВСН 012–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – ч. 1,2. – 103с.

37. ВСН 013–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. – М.: Миннефтегазстрой, 1989. – 32с.
38. ВСН 014–88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 83с.
39. ВСН 39-1.9-003–98. Ведомственные строительные нормы. Конструкции и способы балластировки подземных трубопроводов. – М., 1998. – 51с.
40. Гидравлические испытания действующих нефтепроводов / Р.С.Зайнуллин, А.Г. Гумеров, Е.М. Морозов, В.Х. Галюк. – М.: Недра, 1990. – 224с.
41. Гидротехнические сооружения / Под. общ. ред. В.П. Недриги. – М.: Стройиздат, 1983. – 543с.
42. Гольдштейн И.Г., Кириенко В.И. Висячие и арочные переходы. – М.: Недра, 1964. – 115с.
43. Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Технологический расчет газопровода: Часть 1. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 67с.
44. ГОСТ 1497–84*. Металлы. Методы испытания на растяжение. – М.: Изд-во стандартов, 1984. – 63с.
45. ГОСТ 25.506–85*. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 62с.
46. ГОСТ 17.5.3.05–84. Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землепользованию. – М.: Изд-во стандартов, 1984 – 6с.
47. ГОСТ 17.4.3.02–85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 4с.
48. ГОСТ 17.5.3.06–85. Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 6с.
49. ГОСТ 12249–89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. – М.: Госстройиздат, 1989. – 80с.
50. ГОСТ 27.002 – 89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 39с.
51. ГОСТ Р 51164–98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования защиты от коррозии / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1999. – 42с.
52. Григоренко П.Н., Ахметов Ф.Ш. Устойчивость трубопроводов против всплывания на периодически обводняемых участках: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УНИ, 1989. – 87с.
53. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. Реконструкция линейной части магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2003. – 308с.
54. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г. и др. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 1999. – 525с.

55. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С. и др. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / Под редакцией А.Г. Гумерова. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 1998. – 252с.
56. Дерцакян А.К., Васильев Н.П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. – М.: Недра, 1978. – 167с.
57. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. и др. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1978. – 199с.
58. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М. и др. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. – М.: Недра, 2001. – 194с.
59. Заленский В.С. Строительные машины: Примеры расчетов. – М.: Стройиздат, 1983. – 271с.
60. Защита подземных металлических сооружений от коррозии: Справочник / И.В. Стрижевский, А.Д. Белоголовский, В.И. Дмитриев и др. – М.: Стройиздат, 1990. – 303с.
61. Зиневич А.М., Прокофьев В.И., Ментюков В.П. Технология и организация строительства магистральных трубопроводов больших диаметров. – М.: Недра, 1979. – 421с.
62. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. – 231с.
63. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 231с.
64. Инструкция по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промышленных объектов: ВСН 1-106-78. – М.: Миннефтегазстрой, 1980. – 176с.
65. Инструкция по применению труб в нефтяной и газовой промышленности. – М.: РАО Газпром, 2000. – 131с.
66. Казакевич М.И. Аэродинамическая устойчивость надземных и висячих трубопроводов. – М.: Недра, 1977.-200с.
67. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1997. – 648с.
68. Камерштейн А.Г., Рождественский В.В., Ручимский М.Н. Расчет трубопроводов на прочность. Справочная книга. – М.: Недра, 1969. – 440с.
69. Камерштейн А.Г. Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности. – М.: Стройиздат, 1966. – 242с.
70. Климовский Е.М., Колотилов Ю.В. Очистка и испытание магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 173с.
71. Козаченко А.Н., Никишин В.И., Поршаков Б.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов: Учеб. пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 400с.
72. Кузнецов М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. и др. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1992. – 238с.
73. Кукушкин Б.М., Канаев В.Я. Строительство подводных трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 176с.
74. Лавров Г.Е., Саттаров Т.Х. Механизация строительства переходов магистральных трубопроводов под автомобильными и железными дорогами. – М.: Недра, 1978. – 135с.

75. Лифшиц В.С., Литвинчук Н.Д. Прессовые методы сварки магистральных и промысловых трубопроводов. – М.: Недра, 1970. – 160с.
76. Лунев Л.А. Основы проектирования новых конструкций надземных трубопроводных переходов. – Старый Оскол: СТИ МИС и С, 2000. – 263с.
77. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: Недра, 1990. – 263с.
78. Методика определения характеристик трещиностойкости труб нефтегазопроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988. – 32с.
79. Мирцхулава Ц.Е. Инженерные методы расчета и прогноза водной эрозии. – М.: Колос, 1970. – 238с.
80. Молдаванов О.И, Орехов В.И., Шишов В.Н., Производственный контроль в трубопроводном строительстве: Справочное пособие. – М.: Недра, 1986. – 280с.
81. Мустафин Ф.М., Гумеров А.Г., Коновалов Н.И. и др. Трубопроводная арматура. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 204с.
82. Мустафин Ф.М., Блехерова Н.Г., Квятковский О.П. и др. Сварка трубопроводов: Учеб. пособие. – М.: Недра, 2002. – 347с.
83. Нормативно-техническая документация для проектирования, строительства и эксплуатации подводных переходов нефтепроводов, выполняемых способом наклонно-направленного бурения: Метод. пособие, ч.2. – М.: ОАО “Гипротрубопровод”, 1999. – 99с.
84. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. – 220с.
85. Организация строительства магистральных трубопроводов / Ю.П. Баталин, В.Л. Березин, Л.Г. Телегин. – М.: Недра, 1980. – 344с.
86. ОСТ 26291–94. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. – М.: НПО ОБТ, 1994. – 336с.
87. ОСТ 153-39.4-010–2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. – М.: Изд-во УГНТУ, 2002. – 57с.
88. Очистка полости и испытание трубопроводов: Учеб. пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, А.Г. Гумеров, О.П. Квятковский и др. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 255с.
89. Оценка остаточного ресурса трубопроводов и их конструктивных элементов по параметрам переиспытаний. Методические рекомендации / Р.С. Зайнуллин, С.Н. Мокроусов, А.Г. Пирогов и др. – М.: Недра, 2003. – 15с.
90. Папков О.С., Хоменко В.И. Контактные установки для сварки газонефтепроводов. – М.: Высш. школа, 1984. – 175с.
91. Перун И.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях. – М.: Недра, 1987. – 175с.
92. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. – М.: Недра, 1973. – 472с.
93. Рахманкулов Д.Л., Кузнецов М.В., Гафаров Н.А. и др. Электрохимическая защита от коррозии в примерах и расчетах. Том 2. – Уфа: Реактив, 2003. – 160с.

94. Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ. – М.: ОАО “Транснефть”, 2004. – 58с.
95. Руководство по эффективному применению компрессоров фирмы “Крезолуар” на строительстве магистральных трубопроводов. – М.: Миннефтегазстрой, 1976. – 44с.
96. Р 539–84. Рекомендации по расчету изменений давления и температуры при гидравлическом испытании магистральных трубопроводов. – М.: Миннефтегазстрой, 1984. – 22с.
97. Р 326–78. Руководство по определению экономической эффективности способов разработки траншей ускоренными темпами. – М.: Миннефтегазстрой, 1979. – 27с.
98. Р 285–77. Руководство по способам разработки траншеи ускоренными темпами. – М.: Миннефтегазстрой, 1979 – 29с.
99. РД 39-00.147275-047–98. Состав, организация и финансирование работ по строительству переходов трубопроводов через водные преграды методом направленного бурения. – Уфа: Башнипинефть, Башнефтепроект, 1999г. – 68с.
100. РД 39-00147105-001–91. Методика оценки работоспособности труб линейной части нефтепроводов на основе диагностической информации. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992. – 141с.
101. РД 39-00147105-016–98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании. – Уфа: ИПТЭР, 1998. – 64с.
102. РД 39-30-451–80. Руководство по расчету на прочность участка подземного нефтепровода диаметром 1020 и 1220мм при ремонте без подъема. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980. – 83с.
103. РД 402-63–87. Методика расчета высоты складирования труб большого диаметра. – М.: Миннефтегазстрой, 1987. – 10с.
104. РД 51-2.4-007–98. Инструкция по борьбе с водной эрозией грунтов на трассе линейной части трубопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 82с.
105. РД 153-39.4-113–01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М: ООО “Печатная фирма “ФЕРТ””, 2002. – 106с.
106. Ремонт подземных стальных трубопроводов малых диаметров / Бабин Л.А., Мухаметшин А.М., Рафиков С.К., Ермилин В.Н. – М.: ВНИИЭгазпром, 1989. – 45с.
107. Ржаницин А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность. – М.: Стройиздат, 1978. – 238с.
108. Сварочно-монтажные работы при строительстве трубопроводов: Справочник / И.А. Шмелева, В.Д. Тарлинский, М.З. Шейнкин и др. – М.: Недра, 1990. – 207с.
109. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения: Учебно-методическое пособие / О.Н. Благов, Г.Г. Васильев, Ю.А. Горяинов и др. – М.: ООО “Типография ИПО профсоюзов Профиздат”, 2003. – 318с.

110. СНиП 1.04.03–85*. Нормы продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений. Часть I. – М.: АПП ЦИТП, 1991. – 280с.
111. СНиП 1.04.03–85*. Нормы продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений. Часть II. – М.: АПП ЦИТП, 1991. – 235с.
112. СНиП 2.01.07–85*. Нагрузки и воздействия / Госстрой России. – М: ГУП ЦПП, 2003. – 44с.
113. СНиП 2.04.12–86. Расчет на прочность стальных трубопроводов / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 12с.
114. СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 60с.
115. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (Волновые, ледовые и от судов) / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1983. – 39с.
116. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989. – 32с.
117. СНиП II-23–81*. Стальные конструкции / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 96с.
118. СНиП 3.02.01–87. Земляные сооружения, основания и фундаменты / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989. – 128с.
119. СНиП 12-03–2001. Безопасность труда в строительстве. Часть1. Общие требования. – М.: Госстрой России, 2001. – 53с.
120. СНиП 12-03–2002. Безопасность труда в строительстве. Часть2. Строительное производство. – М.: Госстрой России, 2002. – 51с.
121. СНиП 23-01–99. Строительная климатология / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2000. – 58с.
122. СНиП 33-01–2003. Система нормативных документов в строительстве. Гидротехнические сооружения. Основные положения / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП. – 26с.
123. СНиП III-42–80*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 75с.
124. СП 33-101–2003. Система нормативных документов в строительстве. Свод правил по проектированию и строительству. Определение основных расчетных гидрологических характеристик / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2004. – 75с.
125. СП 34-116–97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. – М.; ВНИИСТ, 1998 – 136с.
126. СП 109-34–97. Сооружение переходов под автомобильными и железными дорогами. – М.: РАО “Газпром”, 1998. – 64с.
127. Спектор Ю.И., Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов способом горизонтально-направленного бурения: Учеб. пособие. – Уфа: ООО “ДизайнПолиграфСервис”, 2001. – 503с.
128. Спектор Ю.И., Бабин Л.А. Укрепление берегов в створах подводных трубопроводов. – М.: ВНИИПКтехоргнефтегазстрой, 1988. – 36с.
129. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / Под ред. А.К. Дерцакяна. – Л.: Недра, 1977. – 519с.
130. Справочник по гидравлике / В.А. Большаков, Ю.М. Константинов, В.Н. Попов и др. – Киев: Изд-во “Вища школа”, 1977. – 279с.

131. Степанов П.И., Овчаренко Ч.Х., Захаров А.С. Гидротехнические противоэрозионные сооружения. – М.: Колос. – 1980. – 114с.
132. Строительство магистральных трубопроводов: Справочник / В.Г. Чирсков, В.Л. Березин, Л.Г. Телегин и др. – М.: Недра, 1991. – 475с.
133. Таран В.Д. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1964. – 544с.
134. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 188с.
135. Технология электрической сварки металлов и сплавов плавлением / Под ред. акад. Б.Е.Патона. – М.: Машиностроение, 1974. – 768с.
136. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф.Новоселов, А.А. Коршак и др. – Уфа: ООО “ДизайнПолиграфСервис”, 2002. – 658с.
137. Флорин В.А. Основы механики грунтов: т. I. – Л: Госстройиздат, 1954. – 362с.
138. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л: Недра, 1990. – 180с.
139. Центробежные нефтяные насосы для магистральных трубопроводов: Каталог.– М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1989. – 24с.
140. Черний В.П. Методика расчета предварительно нагруженных надземных трубопроводов / Потенциал. – 2003, № 5. – С. 55 – 57.
141. Чирсков В.Г., Иванцов О.М., Кривошеин Б.Л. Сооружение системы газопроводов Западная Сибирь – Центр страны . – М.: Недра, 1986. – 304с.
142. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. – М.: Недра, 1968. – 120с.
143. Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 166с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

А.1. Алфавиты

Наибольшее распространение для основных обозначений физических величин получили латинский и греческий алфавиты (табл. А.1). Основные преимущества этих алфавитов – сравнительно резкое выделение в русском тексте и распространенность в большинстве стран мира.

Таблица А.1

Латинский и греческий алфавиты

Начертание	Название	Начертание	Название	Начертание	Название
Латинский алфавит*					
Aa	эй	Jj	джей	Ss	эс
Bb	би	Kk	кэй	Tt	ти
Cc	си	Ll	эл	Uu	ю
Dd	ди	Mm	эм	Vv	ви
Ee	и	Nn	эн	Ww	дабл-ю
Ff	эф	Oo	оу	Xx	экс
Gg	джи	Pp	пи	Yy	уай
Hh	эйч	Qq	кью	Zz	зэт
Ii	ай	Rr	ар		
Греческий алфавит					
Aα	альфа	Iι	йота	Pρ	ро
Bβ	бета	Kκ	каппа	Σσ	сигма
Γγ	гамма	Λλ	ламбда	Ττ	тау
Δδ	дельта	Μμ	мю	Υυ	ипсилон
Εε	эпсилон	Νν	ню	Φφ	фи
Ζζ	дзета	Ξξ	кси	Χχ	хи
Ηη	эта	Οο	омикрон	Ψψ	пси
Θθ	тэта	Ππ	пи	Ωω	омега
* Здесь дано английское название.					

Римская система нумерации

I	V	X	L	C	D	M
1	5	10	50	100	500	1000

А.2 Единицы физических величин

В настоящее время обязательным является применение единиц Международной системы единиц, а также десятичных кратных и дольных от них. Международная система единиц (международное сокращенное наименование SI, в русской транскрипции СИ) принята в 1960 г. XI Генеральной конференцией по мерам и весам (ГКМВ) и уточнена на последующих ГКМВ.

Наименования, обозначения и правила применения единицы СИ определены ГОСТ 8.417 – 81. Основные и дополнительные единицы СИ приведены в табл. А.2.

Величина		Единица	
Наименование	Обозначение	Наименование	Русское обозначение
Основные			
Длина	ℓ, L	метр	м
Масса	M	килограмм	кг
Время	T	секунда	с
Сила электрического тока	I	ампер	А
Термодинамическая температура	θ	кельвин	К
Количество вещества	N	моль	моль
Сила света	J	кандела	кд
Дополнительные			
Плоский угол	—	радиан	рад
Телесный угол	—	стерадиан	ср

Ниже даны определения основных и дополнительных единиц СИ.

Метр равен 1 650 763, 73 длин волн в вакууме излучения, соответствующего переходу между уровнями $2p_{10}$ и $5d_5$ атома криптона-86.

Килограмм равен массе международного прототипа килограмма.

Секунда равна 9 192 631 770 периодам излучения, соответствующего переходу между двумя сверхтонкими уровнями основного состояния атома цезия-133.

Ампер равен силе неизменяющегося тока, который при прохождении по двум параллельным прямолинейным проводникам бесконечной длины и ничтожно малой площади кругового поперечного сечения, расположенных в вакууме на расстоянии 1 м один от другого, вызвал бы на каждом участке проводника силу взаимодействия, равную $2 \cdot 10^{-7}$ Н.

Кельвин равен $1/273,16$ части термодинамической температуры тройной точки воды. [Примечание: кроме температуры Кельвина (обозначение T) допускается применять также температуру Цельсия (обозначение t). Интервал или разность температур допускается выражать как в Кельвинах (К), так и в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$). Неправильно обозначение интервала или разности температур град].

Моль равен количеству вещества системы, содержащей столько же структурных элементов, сколько содержится атомов в углероде-12 массой 0,012 кг.

Кандела равна силе света в заданном направлении источника, испускающего монохроматическое излучение частотой $540 \cdot 10^{12}$ Гц, энергетическая сила света которого в этом направлении составляет 1/683 Вт/ср.

Радиян равен углу между двумя радиусами окружности, длина дуги между которыми равна радиусу ($1 \text{ рад} = 57^\circ 17' 44,8''$).

Стерadian равен телесному углу с вершиной в центре сферы, вырезающему на поверхности сферы площадь, равную площади квадрата со стороной, равной радиусу сферы.

Производные единицы образуются из основных и дополнительных единиц СИ (табл. А.3). Ряд произвольных единиц имеют специальные наименования (табл. А.4). Производные единицы СИ со специальными наименованиями также используются для образования других произвольных единиц СИ (табл. А.5). Допускаются к применению некоторые внесистемные единицы. Из единиц систем, ранее действовавших, временно допускаются к применению после января 1980 г. следующие единицы: морская миля, узел, карат, текс, оборот в секунду, оборот в минуту, бар, непер.

Установлены правила образования десятичных кратных и дольных единиц, а также их наименований и обозначений с помощью множителей и приставок (табл. А.6). Присоединение к наименованию единиц двух или более приставок подряд не допускается. Например, вместо наименования микрофарад следует писать – пикофарад. В связи с тем что наименование основной единицы массы – килограмм – содержит приставку «кило», для образования дольных и кратных единиц массы используется доляная единица грамм (0,001 кг) и приставки надо присоединять к слову «грамм», например: миллиграмм (мг) вместо микрокилограмм (мккг). Доляную единицу массы – грамм – допускается применять и без присоединения приставки.

В научно-технической литературе (и в практике тоже) использовались и еще используются различные системы единиц физических величин: СГС, МТС, МКГСС, МКС и др. Соотношения некоторых единиц этих систем с единицами СИ приведены в табл. А.7 – А.15. Единицы СИ в таблицах приведены полужирным шрифтом. Вне таблиц приведены некоторые единицы, как правило, мало используемые в машиностроительном производстве, но имеющие применение в других областях народного хозяйства.

Использование в отечественной промышленности зарубежной техники, выполнение зарубежных заказов отечественными предприятиями вызывают необходимость в представлении единиц физических величин в системах, принятых в тех или иных странах. Естественно, это относится к тем странам мира, в которых система единиц СИ еще не получила должного распространения. Приводимые вне таблиц некоторые единицы зарубежных

стран отмечены: США – ам., Великобритания – англ., международные – межд. Для справки приведены некоторые старые русские единицы – ст.рус.

Таблица А.3

**Некоторые производные единицы СИ, наименование которых
образованы из
наименования основных и дополнительных единиц**

Наименование величины	Единица	
	Наименование	Обозначение
Площадь	квадратный метр	м^2
Объем, вместимость	кубический метр	м^3
Скорость	метр в секунду	м/с
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с^2
Угловое ускорение	радиан на секунду в квадрате	рад/с^2
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м^3
Удельный объем	кубический метр на килограмм	$\text{м}^3/\text{кг}$
Плотность электрического тока	ампер на квадратный метр	А/м^2
Напряжение магнитного поля	ампер на метр	А/м
Яркость	кандела на квадратный метр	кд/м^2

Некоторые основные единицы СИ

Наименование величины	Единица		
	Наименование	Обозначение	Выражение через основные и дополнительные единицы СИ
Частота	герц	Гц	с^{-1}
Сила, вес	ньютон	Н	$\text{м} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$
Давление, механическое напряжение, модуль упругости	паскаль	Па	$\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$
Энергия, работа, количество теплоты	джоуль	ДЖ	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$
Мощность, поток энергии	ватт	Вт	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3}$
Количество электричества (электрический заряд)	кулон	Кл	сА
Электрическое напряжение, электрический потенциал, разность электрических потенциалов, электродвижущая сила	вольт	В	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3} \cdot \text{А}^{-1}$
Электрическая емкость	фарад	Ф	$\text{м}^{-2} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{с}^4 \cdot \text{А}^2$
Электрическое сопротивление	ом	Ом	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3} \cdot \text{А}^{-2}$
Электрическая проводимость	сименс	См	$\text{м}^{-2} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{с}^3 \cdot \text{А}^2$
Поток магнитной индукции, магнитный поток	вебер	Вб	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2} \cdot \text{А}^{-1}$
Плотность магнитного потока, магнитная индукция	тесла	Тл	$\text{кг} \cdot \text{с}^{-2} \cdot \text{А}^{-1}$
Индуктивность, взаимная индуктивность	генри	Гн	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2} \cdot \text{А}^{-2}$
Световой поток	люмен	лм	$\text{кд} \cdot \text{ср}$
Освещение	люкс	лк	$\text{м}^{-2} \cdot \text{кд} \cdot \text{ср}$

Некоторые производные единицы СИ

Наименование величины	Единица		
	Наименование	Обозначение	Выражение через основные и дополнительные единицы СИ
Момент силы	ньютон-метр	Н·м	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}$
Поверхностное натяжение	ньютон на метр	Н/м	$\text{кг} \cdot \text{с}^{-1}$
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па·с	$\text{м}^{-1} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-1}$
Пространственная плотность электрического заряда	кулон на кубический метр	Кл/м ³	$\text{м}^{-3} \cdot \text{с} \cdot \text{А}$
Электрическое смещение	кулон на квадратный метр	Кл/м ²	$\text{м}^{-2} \cdot \text{с} \cdot \text{А}$
Напряжение электрического поля	вольт на метр	В/м	$\text{м} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3} \cdot \text{А}^{-1}$
Абсолютная диэлектрическая проницаемость	фарад на метр	Ф/м	$\text{м}^{-3} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{с}^4 \cdot \text{А}^2$
Удельная энергия	джоуль на килограмм	Дж/кг	$\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-2}$
Теплоемкость системы, энтропия системы	джоуль на кельвин	Дж/К	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2} \cdot \text{К}^{-1}$
Удельная теплоемкость, удельная энтропия	джоуль на килограмм-кельвин	ДЖ/(кг·К)	$\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-2} \cdot \text{К}^{-1}$
Поверхностная плотность потока энергии	ватт на квадратный метр	Вт/м ²	$\text{кг} \cdot \text{с}^{-3}$
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·К)	$\text{м} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3} \cdot \text{К}^{-1}$
Энергетическая сила света (сила излучения)	ватт на стерадиан	Вт/ср	$\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-3} \cdot \text{ср}^{-1}$

Таблица А.6

Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименования

Множитель	Приставка	Русское обозначение приставки	Множитель	Приставка	Русское обозначение приставки
10^{18}	экса (греч. – шесть разрядов по 10^3)	Э	10^{-1}	деци (лат. - десять)	д
10^{15}	пета (греч. – пять разрядов по 10^3)	П	10^{-2}	санти (лат. - сто)	с
10^{12}	тера (греч. - огромный)	Т	10^{-3}	милли (лат. - тысяча)	м
10^9	гига (греч. - гигант)	Г	10^{-6}	микро (греч. - малый)	мк
10^6	мега (греч. - большой)	М	10^{-9}	нано (греч. - карлик)	н
10^3	кило (греч. - тысяча)	к	10^{-12}	пико (итал. - маленький)	п
10^2	гекто (греч. - сто)	г	10^{-15}	фемто (дат. - пятнадцать)	ф
10^1	дека (греч. - десять)	да	10^{-18}	атто (дат. - восемнадцать)	а

Таблица А.7

Соотношения между единицами угловой скорости

Единица измерения		рад/с	об/с	об/мин	°/с
Название	Обозначение				
Радиян в секунду	рад/с	1	0,159	9,55	57,3
Оборот в секунду	об/с	6,28318	1	60	360
Оборот в минуту	об/мин	0,105	$1,667 \cdot 10^{-2}$	1	6
Градус в секунду	°/с	$1,745329 \cdot 10^{-2}$	$2,778 \cdot 10^{-3}$	0,167	1

Оборот (окружность), об - $2\pi = 6,28318$ рад.
 Градус, ...° – $(\pi/180) = 1,745329 \cdot 10^{-2}$ рад.
 Минута, ...' – $(\pi/10\ 800) = 2,908882 \cdot 10^{-4}$ рад.
 Секунда, ...'' – $(\pi/648\ 000) = 4,848137 \cdot 10^{-6}$ рад.
 1 градус (...°) = 60 минут (...') = 3600 секунд (...").
 1 радиан (рад) = 57,3°.

Соотношения между единицами силы

Единица измерения		дина	Н	сн	кгс
Название и определение	Обозначение				
Дина-сила – сила, сообщающая телу массой 1 кг ускорение 1 см на секунду в квадрате	дина (кг·см/с ²)	1	10 ⁻⁵	10 ⁻⁸	1,0197·10 ⁻⁶
Ньютон -сила – сила, сообщающая телу массой 1 кг ускорение 1 м на секунду в квадрате.	Н (кг·м/с ²)	10 ⁵	1	10 ⁻³	0,10197
Стен-сила – сила, сообщающая телу массой 1 т ускорение 1 м на секунду в квадрате	сн (т·м/с ²)	10 ⁸	10 ³	1	101,97
Килограмм-сила – сила, сообщающая телу массой 1 кг ускорение 9,8066 м на секунду в квадрате	кгс (<u>кг·9,8066 м</u>) с ²	9,8066·10 ⁵	9,8066	9,8066·10 ⁻³	1
Паундаль, pdl (ам., англ.) = 0,138255 Н. Килопонд, kpdл (ам., англ.) = 9,8066 Н. Тонна – сила длинная, tonf (англ.) = 9,96402·10 ³ Н. Тонна – сила короткая, tonf (ам.) = 8,89644·10 ³ Н. Фунт-сила, lbf (ам., англ.) = 4,44822 Н. Унция-сила, jzf (ам., англ.) = 0,278014 Н.					

Таблица А.9

Соотношение между единицами давления (напряжения)

Единица измерения		Па (Н/м ²)	кгс/м ² (мм вод. ст.)	атм	ат (кгс/см ²)	торр (мм рт. ст.)	кгс/мм ²
Название и определение	Обозначение						
Паскаль – ньютон на квадратный метр	Па (Н/м ²)	1	0,10197	9,8692·10 ⁻⁶	1,0197·10 ⁻⁵	7,50·10 ⁻³	1,0197·10 ⁻⁷
Килограмм – сила на квадратный метр (миллиметр водяного столба)	кгс/м ²	9,8066	1	9,6784·10 ⁻⁵	10 ⁻⁴	7,356·10 ⁻²	10 ⁻⁶
Атмосфера физическая	атм	1,0133·10 ⁵	1,0133·10 ⁴	1	1,0133	7,6·10 ²	1,0133·10 ⁻²
Атмосфера техническая – килограмм-сила на квадратный сантиметр	ат (кгс/см ²)	9,8066·10 ⁴	10 ⁴	0,96784	1	7,356·10 ²	10 ⁻²
Торр – миллиметр ртутного столба	торр (мм рт. ст.)	1,3332·10 ²	13,595	1,3157·10 ⁻³	1,359·10 ⁻³	1	1,359·10 ⁻⁵
Килограмм – сила на квадратный миллиметр	кгс/мм ²	9,8066·10 ⁶	10 ⁶	101,33	100	7,356·10 ³	1
Фунт-сила на кв. ярд, lbf/yd ² (ам., англ.) = 5,320 Па (Н/м ²). Фунт-сила на кв. фут, lbf/ft ² (ам., англ.) = 47,8803 Па (Н/м ²). Фунт-сила на кв. дюйм, lbf/in ² (ам., англ.) = 6894,76 Па (Н/м ²). Паундаль на кв. фут, pdl/ft ² (ам., англ.) = 1,48816 Па (Н/м ²). Тонна-сила на кв. фут, tonf/ft ² (ам.) = 10725,2 Па (Н/м ²). Дюйм водяного столба, in H ₂ O (ам., англ.) = 249,089 Па (Н/м ²). Дюйм ртутного столба, in Hg (ам., англ.) = 3386,39 Па (Н/м ²).							

**Перевод значений силы (веса), давления, напряжения в единицы СИ:
ньютон (Н), паскаль (Па)**

(Значения соответствуют: $n \text{ кгс} = N \text{ Н}$, $n \text{ кгс/мм}^2 = N \cdot 10^6 \text{ Па}$, $n \text{ кгс/см}^2 = N \cdot 10^4 \text{ Па}$.)

Например: $21 \text{ кгс/см}^2 = 206 \cdot 10^4 \text{ Па}$. Округление до целого.)

n	N	n	N	n	N	n	N
кгс	Н	кгс	Н	кгс	Н	кгс	Н
кгс/мм ²	$\times 10^6 \text{ Па}$	кгс/мм ²	$\times 10^6 \text{ Па}$	кгс/мм ²	$\times 10^6 \text{ Па}$	кгс/мм ²	$\times 10^6 \text{ Па}$
кгс/см ²	$\times 10^4 \text{ Па}$	кгс/см ²	$\times 10^4 \text{ Па}$	кгс/см ²	$\times 10^4 \text{ Па}$	кгс/см ²	$\times 10^4 \text{ Па}$
1	9,8	31	304	61	598	91	892
2	19,6	32	314	62	608	92	902
3	29,4	33	324	63	618	93	912
4	39,2	34	333	64	628	94	922
5	49,0	35	343	65	637	95	932
6	58,8	36	353	66	647	96	941
7	68,6	37	363	67	657	97	951
8	78,4	38	373	68	667	98	961
9	88,2	39	382	69	677	99	971
10	98,0	40	392	70	687	100	980
11	108	41	402	71	696	101	990
12	118	42	412	72	706	102	1000
13	127	43	422	73	716	103	1010
14	137	44	432	74	726	104	1019
15	147	45	441	75	736	105	1029
16	157	46	451	76	745	106	1039
17	167	47	461	77	755	107	1049
18	176	48	471	78	765	108	1059
19	186	49	481	79	775	109	1069
20	196	50	490	80	785	110	1079
21	206	51	500	81	794	111	1088
22	216	52	510	82	804	112	1098
23	225	53	520	83	814	113	1108
24	235	54	530	84	824	114	1118
25	245	55	539	85	834	115	1128
26	255	56	549	86	844	116	1137
27	265	57	559	87	853	117	1147
28	275	58	569	88	863	118	1157
29	284	59	579	89	873	119	1167
30	294	60	588	90	883	120	1177

Таблица А.11

Соотношения между единицами скорости

единица измерения		мм/мин	см/с	м/с	м/мин	км/ч
Определение	Обозначение					
Миллиметр в минуту	мм/мин	1	0,00166	0,0000166	0,001	$6 \cdot 10^{-5}$
Сантиметр в секунду	см/с	600	1	0,01	0,6	0,036
Метр в секунду	м/с	$60 \cdot 10^3$	100	1	60	3,6
Метр в минуту	м/мин	1000	1,66	0,0166	1	0,06
Километр в час	км/ч	16 666,66	27,778	0,2778	16,6666	1
Единицы применяемые в США и Великобритании: дюйм (25,4 мм) в секунду, in/s = 0,0254 м/с = 1,524 м/мин; фут (304,8 мм) в секунду, ft/s = 0,3048 м/с = 18,288 м/мин; ярд (914,4 мм) в секунду, yd/s = 0,9144 м/с = 54,864 м/мин; род (5,0292 мм) в секунду, rod/s = 5,0292 м/с = 301,752 м/мин; фатом (морская сажень) = 1,8288 м в секунду, fath/s = 109,728 м/мин; миля (законная, ам. = 1,60934 км) в секунду, mile/s = 95 560,4 м/мин; фут (304,8 мм) в час, ft/h = 0,00508 м/мин; миля (законная, ам. = 1,60934 км) в час, mile/h = 0,47704 м/с; миля (морская, межд. = 1,852 км) в час – узел, kn = 30,8666 м/мин.						

Таблица А.13

Соотношение между единицами мощности теплового потока

Единица измерения		эрг/с	Вт (Дж/с)	кгс·м/с	л.с.	кал/с
Название	Обозначение					
Эрг в секунду	эрг/с	1	10^{-7}	$1,0197 \cdot 10^{-8}$	$1,3596 \cdot 10^{-10}$	$2,3884 \cdot 10^{-8}$
Ватт (джоуль в секунду)	Дж (Вт·с)	10^7	1	0,10197	$1,3596 \cdot 10^{-3}$	$2,3884 \cdot 10^{-1}$
Килограмм сила на метр в секунду	кгс·м/с	$9,8066 \cdot 10^7$	9,8066	1	$1,3333 \cdot 10^{-2}$	2,3427
Лошадиная сила	л.с.	$7,355 \cdot 10^9$	$7,355 \cdot 10^2$	75	1	175,67
Калория в секунду	кал/с	$4,1868 \cdot 10^7$	4,1868	0,42693	$5,6924 \cdot 10^{-3}$	1
Единицы, принимаемые в США и Великобритании: фунт-сила · фут в секунду, lbf · ft/s = 1,35582 Вт; фунт-сила · дюйм в секунду, lbf · in/s = 0,11298 Вт; паундаль · фут в секунду, pdl · ft/s = 0,0421 Вт; фунт-сила · ярд в секунду, lbf · yd/s = 4,06745 Вт; британская единица теплоты в секунду, Btu/s (англ.) = 1055,06 Вт; британская единица теплоты в час, Btu/h (англ.) = 0,293067 Вт; британская лошадиная сила, hp (англ.) = 745,7 Вт.						

Таблица А.12

Соотношение между единицами работы и энергии

Единица измерения		эрг	Дж	кгс·м	Вт·ч	кал	кВт·ч	ккал
Название	Обозначение							
Эрг	эрг	1	10^{-7}	$1,0197 \cdot 10^{-8}$	$2,7778 \cdot 10^{-11}$	$2,3884 \cdot 10^{-8}$	$2,78 \cdot 10^{-14}$	$2,3884 \cdot 10^{-11}$
Джоуль	Дж	10^7	1	0,10197	$2,7778 \cdot 10^{-4}$	0,23884	$2,78 \cdot 10^{-7}$	$0,239 \cdot 10^{-3}$
(ватт-секунда)	(Вт·с)							
Килограмм-сила на метр	кгс·м	$9,8066 \cdot 10^7$	9,80665	1	$2,724 \cdot 10^{-3}$	2,3427	$2,724 \cdot 10^{-6}$	$2,343 \cdot 10^{-3}$
Ватт-час	Вт·ч	$3,6 \cdot 10^{10}$	$3,6 \cdot 10^3$	$3,6709 \cdot 10^2$	1	$8,6001 \cdot 10^2$	0,001	0,86001
Калория	кал	$4,1868 \cdot 10^7$	4,1868	4,1868	$1,1628 \cdot 10^{-3}$	1	$1,1628 \cdot 10^{-6}$	0,001
Киловатт-час	кВт·ч	$3,6 \cdot 10^{13}$	$3,6 \cdot 10^6$	$3,6 \cdot 10^5$	1000	$8,6 \cdot 10^5$	1	$8,6 \cdot 10^2$
Килокалория	ккал	$4,1868 \cdot 10^{10}$	4186,8	426,85	1,1628	1000	$1,628 \cdot 10^3$	1

Единицы, применяемые в США и Великобритании:
фунт-сила·фут, lbf·ft = 1,35582 Дж = 0,1383 кгс·м;
фунт-сила·дюйм, lbf·in = 0,11298 Дж = 0,01152 кгс·м;
паундаль·фут, pdl·ft = 0,0421 Дж = 4,297 гс·м;
фунт-сила·ярд, lbf·yd = 4,06745 Дж = 0,41148 кгс·м;
британская единица теплоты, Btu = 1055,06 Дж, термохимическая Btu_{th} = 1054,35 Дж.

Соотношения между единицами длины

Единица измерения		Å	нм	мкм	мм	см	м	дм (in)
Название	Обозначение							
Ангстрем	Å	1	0,1	10^{-4}	10^{-7}	10^{-8}	10^{-10}	$0,39 \cdot 10^{-8}$
Нанометр (миллимикрон)	нм	10	1	10^{-3}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-9}	$0,39 \cdot 10^{-9}$
Микрометр (микрон)	мкм	10 000	1000	1	10^{-3}	10^{-4}	10^{-6}	$0,3937 \cdot 10^{-4}$
Миллиметр	мм	10^7	10^6	1000	1	0,1	0,001	0,03937
Сантиметр	см	10^8	10^7	10^4	10	1	0,01	0,3937
Метр	м	10^{10}	10^9	10^7	1000	100	1	39,37
Дюйм	дм (in)	$2,54 \cdot 10^8$	$2,54 \cdot 10^7$	$2,54 \cdot 10^4$	25,4	2,54	$2,54 \cdot 10^{-2}$	1

Единицы старые русские и применяемые в США и Великобритании:

мил, mil (ам., англ.) = $2,54 \cdot 10^{-5}$ м = 1/1000 дюйма = 0,0254 мм;

калибр, cl (ам., англ.), точка (ст. рус.) = 0,000254 м = 1/100 дюйма = 0,254 мм;

линия малая, l (ам., англ.) = $2,117 \cdot 10^{-3}$ м = 1/12 дюйма;

линия большая, l gr (ам., англ.), линия (ст. рус.) = 0,00254 м = 1/10 дюйма = 100 мил = 2,54 мм;

дюйм (ст. рус.) = 0,0254 м = 10 линий = 100 точек = 25,4 мм

дюйм, in (ам., англ.) = 0,0254 м = 10 б. линий = 100 калибров = 25,4 мм;

фут, ft (ам., англ., ст. рус.) = 0,3048 м = 12 дюймов;

ярд, yd (ам., англ.) = 0,9144 м;

сажень (ст. рус.) = 2,1336 м = 7 футов;

верста (ст. рус.) = 1066,8 м = 500 саженей;

миля законная, mile (ам.) = 1609,34 м;

миля морская, n. mile (межд., ам.) = 1852 м = 10 кабельтов;

миля морская, n. mile (англ.) = 1853,18 м.

Соотношения между единицами тепловых величин

Величина	Единица	Обозначение	Значение в единицах СИ
Удельная теплоемкость	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг·°C)	4,1868 кДж/(кг·K)
Количество теплоты, термодинамический потенциал	калория	кал	4,1868 Дж
Удельное количество теплоты, удельный термодинамический потенциал	килокалория на килограмм	ккал/кг	4,1868 кДж/кг
Тепловой поток	калория в секунду килокалория в час	кал/с кал/ч	4,1868 Вт 1,163 Вт
Поверхностная плотность теплового потока	килокалория в час на квадратный метр	ккал/(ч·м ²)	1,163 Вт/м ²
Коэффициент теплообмена (теплопередачи)	килокалория в час на квадратный метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м ² ·°C)	1,163 Вт/(м ² ·K)
	калория в секунду на квадратный-градус Цельсия	ккал/(с·м ² ·°C)	41,863 кВт/(м ² ·K)
	килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м·°C)	1,163 Вт/(м·K)
Теплопроводность	калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия	кал/(с·см·°C)	418,68 Вт/(м·K)

Примечание.

Удельная теплоемкость – британская единица теплоты на фунт-градус Фаренгейта, Btu/(lb·°F) = 4,1868 кДж/кг·K.

Теплопроводность – британская единица теплоты в час на фут-градус Фаренгейта, Btu/(h·ft·°F) = 1,73073 Вт/(м·K).

Температура: $t^{\circ}\text{C} = T^{\circ}\text{K} - 273,15$, где $t^{\circ}\text{C}$ – градус Цельсия; $T^{\circ}\text{K}$ – градус по Кельвину.

Температура: $T^{\circ}\text{K} = (t^{\circ}\text{F} + 459,67)/1,8$; $t^{\circ}\text{C} = (t^{\circ}\text{F} - 32)/1,8$, где $t^{\circ}\text{F}$ – температура по Фаренгейту.

Разность температур: $\Delta T^{\circ}\text{K} = \Delta t^{\circ}\text{C} = \Delta t^{\circ}\text{F} / 1,8$; градус Цельсия по размеру равен градусу Кельвина.

А.3. Определение баррелей в тонне

На мировых биржах обычно принято измерять добываемую и продаваемую нефть в баррелях. Нефтяной баррель равен 42 американским галлонам, или 158,987 л. Плотность определяется в условных градусах Американского нефтяного института – American Petroleum Institute (API).

Плотность нефти определяется в килограммах на сантиметр кубический (кг/см^3). Баррель не является общеупотребимой единицей учета добываемой нефти. В Канаде и в Норвегии количество нефти измеряется в кубических метрах, в Великобритании и в России – в тоннах. При переводе плотностей российских нефтей в градусы API необходимо учитывать, что по российским требованиям плотность нефти определяется при температуре 20°C , а расчет градусов API проводится при температуре 50°F . При этой же температуре определяется и число баррелей при продаже. В некоторых справочных таблицах перевода метрических мер удельной плотности в градусы API, приводимых со ссылкой на Американский нефтяной институт. Удельная плотность приводится для температуры $15,6^\circ\text{C}$, а не 20°C . Перевод плотности из килограмм на метр кубический в условные градусы API проводится в три этапа. На первом этапе исходя из соотношения

$F = 9/5 C - 32$ (F – градусы шкалы Фаренгейта; C – градусы шкалы Цельсия) определяем, что 60°F соответствуют $15,56^\circ\text{C}$. Во введенном с 1 июля 2002 г. ГОСТ Р 51818 – 2002 “Нефть. Общие технические условия” указано, что “определение плотности при 20°C обязательно с 1 января 2004г., определение плотности при 15°C обязательно с 1 января 2004г.” и указанная температура несколько ниже полученного значения – $15,56^\circ\text{C}$.

На втором этапе определяем плотность нефти при температуре $15,6^\circ\text{C}$ по формуле: $\rho_{15,6} = \rho_{20} - \zeta(15,6 - 20)$, ($\rho_{15,6}$ и ρ_{20} – плотность нефти при $15,6$ и 20°C соответственно; $\zeta = 1,825 - 0,00131 \rho_{20}$ – температурная поправка).

На третьем этапе рассчитываем плотность в градусах API по формуле $\text{API} = 141,5 / \rho_{15,6} - 131,5$.

Зависимость числа баррелей в тонне нефти при температуре 60°F от плотности, определенной при температуре 20°C , приведена в табл. А.16, включающей весь диапазон плотностей добываемых российских нефтей.

Количество баррелей в тонне нефти

Типы нефти по ГОСТ Р51858 - 2002	Плотность при температуре 20°C, кг/м ³	Единицы плотности API при температуре 60°F	Число баррелей в тонне при температуре 20°C	Число баррелей в тонне при температуре 15,6°C (60 °F)
0	750,0	56,2	8,39	8,34
То же	760,0	53,8	8,28	8,24
»	770,0	51,4	8,17	8,13
»	780,0	49,1	8,06	8,03
»	790,0	46,8	7,96	7,93
»	800,0	44,6	7,86	7,83
»	810,0	42,5	7,76	7,73
»	820,0	40,4	7,67	7,64
»	830,0	38,3	7,58	7,55
1	830,1	38,3	7,58	7,55
То же	840,0	36,3	7,49	7,46
»	850,0	34,4	7,40	7,37
2	850,1	34,3	7,40	7,37
»	860,0	32,4	7,32	7,29
»	870,0	30,6	7,23	7,20
3	870,1	30,6	7,23	7,20
То же	880,0	28,8	7,15	7,12
»	890,0	27,0	7,07	7,04
4	865,1	26,1	7,03	7,00
То же	900,0	25,2	6,99	6,97
»	910,0	23,5	6,91	6,89
»	920,0	21,9	6,84	6,82
»	930,0	20,2	6,76	6,74
»	940,0	18,6	6,69	6,67
»	950,0	17,0	6,62	6,60
»	960,0	15,5	6,55	6,53
»	970,0	14,0	6,48	6,47
»	980,0	12,5	6,42	6,40
»	990,0	11,1	6,35	6,34
»	1000,0	9,7	6,29	6,27
Примечание: 0 – особо легкая нефть; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 - битуминозная				

Геометрические характеристики и масса труб

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции I , см ⁴	Полярный момент инерции I_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Масса 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
219	209	5	33,60	1926	3852	176	352	7,57	26,4	34,3
	207	6	40,1	2279	4558	208	416	7,53	31,5	33,6
	205	7	46,6	2623	5246	240	480	7,50	36,6	33,0
	203	8	53,0	2956	5912	270	540	7,47	41,6	32,3
	201	3	59,4	3280	6560	299	598	7,43	46,6	31,7
	200	3,5	62,5	3438	6876	314	628	7,42	49,1	31,4
	199	10	65,6	3594	7188	328	656	7,40	51,5	31,1
	197	11	71,9	3899	7798	356	712	7,37	56,4	30,5
	195	12	78,0	4195	8390	383	766	7,33	61,3	29,8
	193	13	84,1	4482	8964	409	818	7,30	66,0	29,2
	191	14	90,2	4760	9520	435	870	7,27	70,8	28,6
	189	15	96,1	5029	10060	460	920	7,23	75,5	28,0
	187	16	102	5990	10580	483	966	7,20	80,1	27,5
	185	17	108	5543	11090	506	1012	7,16	84,7	26,9
	183	18	114	5788	11580	529	1058	7,13	89,2	26,3
	181	19	119	6024	12050	551	1102	7,11	93,7	25,7
	179	20	125	6253	12510	571	1142	7,07	98,2	25,2
325	315	5	50,2	6442	12880	396	792	11,3	39,4	77,9
	313	6	60,1	7652	15300	471	942	11,3	47,2	76,9
	311	7	69,9	8847	17690	544	1088	11,2	54,8	75,9
	309	8	79,7	10010	20020	616	1232	11,2	62,5	74,9
	307	9	89,3	11160	22320	687	1374	11,2	70,1	74,0
	306	9,5	94,2	11730	23460	722	1444	11,2	73,9	73,5
	305	10	99,0	12290	24580	756	1512	11,1	77,7	73,0
	303	11	109	13390	26780	824	1648	11,1	85,2	72,1
	301	12	118	14470	28940	891	1782	11,1	92,6	71,1
	299	13	127	15530	31060	956	1912	11,0	100	70,2
	297	14	137	16570	33140	1020	2040	11,0	107	69,2
	295	15	146	17590	35180	1082	2164	11,0	115	68,3
	293	16	155	18590	37180	1144	2288	11,9	122	67,4
	291	17	164	19570	39140	1204	2408	11,9	129	66,5
	289	18	174	20530	41060	1263	2526	11,9	136	65,6
	287	19	183	21470	42640	1321	2642	11,8	143	64,7
	285	20	192	22380	44760	1377	2754	11,8	150	63,8
377	365	6	69,9	12070	24140	640	1280	13,2	54,9	105,0
	363	7	81,3	13890	27780	737	1474	13,1	63,8	103,0
	361	8	92,7	15820	31640	839	1678	13,1	72,8	102,0
	359	9	104	17600	35200	934	1868	13,0	81,6	101,0

Продолжение прилож. Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	357	10	115	19430	38860	031	2062	13,0	90,5	100,0
	355	11	126	21200	42400	1125	2250	13,0	99,3	98,9
	353	12	138	22940	45880	1217	2434	12,9	108	97,8
	351	13	148	24660	49320	1308	2616	12,9	116	96,7
	349	14	160	26340	52680	1397	2794	12,9	125	96,6
	347	15	171	28000	56000	1485	2970	12,8	134	94,5
	345	16	181	29650	59300	1573	3146	12,8	142	93,4
	343	17	192	31280	62560	1659	3318	12,8	151	92,3
	341	18	203	32770	65540	1739	3478	12,7	159	91,2
	339	19	213	34360	68720	1823	3646	12,7	167	90,2
	337	20	224	35820	71640	1900	3800	12,6	176	89,1
426	414	6	79	17460	34920	820	1640	14,9	62,0	135
	412	7	92	20310	40610	953	1906	14,9	72,2	133
	410	8	105	22960	45920	1078	2156	14,8	82,4	132
	408	9	118	25650	51300	1204	2408	14,7	92,5	131
	406	10	131	28290	56580	1328	2556	14,7	103	129
	404	11	143	30900	61800	1451	2902	14,7	113	128
	402	12	153	33470	66940	1572	3144	14,6	123	127
	400	13	169	36010	72020	1691	3382	14,6	132	126
	398	14	181	38500	77000	1808	3616	14,6	142	124
	396	15	193	40980	81970	1924	3848	14,6	152	123
	394	16	206	43440	86870	2039	4078	14,5	162	122
	392	17	218	45710	91420	2146	4292	14,5	171	121
	390	18	231	48110	96230	2259	4518	14,4	181	119
	388	19	243	50490	101000	2370	4740	14,4	191	118
	386	20	255	52700	105400	2474	4948	14,4	200	117
530	518	6	98,5	33910	67820	1279	2558	18,5	77,3	210
	516	7	115	39310	78620	1483	2966	18,5	90,3	208
	514	8	131	44670	89340	1686	3372	18,4	103	206
	512	9	147	49970	99340	1886	3772	18,4	115	205
	510	10	163	55240	110480	2084	4168	18,4	128	203
	508	11	179	60420	120840	2280	4560	18,3	141	202
	506	12	195	65530	131060	2473	4946	18,3	153	200
	504	13	211	70590	141180	2664	5328	18,2	165	199
	502	14	227	75590	151180	2852	5704	18,2	178	197
	500	15	242	80530	161060	3039	6078	18,2	190	195
	498	16	258	85410	170820	3223	6446	18,1	203	194
	496	17	273	90230	180460	3405	6810	18,1	214	192
	494	18	289	94990	189980	3585	7170	18,1	227	191
	492	19	304	99700	199400	3762	7524	18,1	239	189
	490	20	320	104340	208680	3938	7876	18,0	251	188
	488	21	335	108940	217880	4111	8222	18,0	263	186
	486	22	350	113470	226940	4282	8564	18,0	275	185
	484	23	365	117950	235900	4451	8902	17,9	287	183
	482	24	381	122380	244760	4618	9236	17,8	299	182
	480	25	396	126750	253500	4783	9566	17,8	311	180

Продолжение прилож. Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
720	708	6	134	85620	171200	2378	4756	25,3	105	394
	706	7	157	99850	199700	2774	5548	25,2	123	391
	704	8	179	113500	227000	3153	6306	25,2	141	389
	702	9	201	127100	254200	3530	7060	25,1	158	387
	700	10	223	140600	281200	3906	7812	25,1	175	385
	698	11	245	154000	308000	4279	8558	25,1	192	382
	696	12	267	167300	334600	4648	9296	25,0	210	380
	694	13	289	180500	361000	5014	10030	25,0	227	378
	692	14	310	193600	387200	5378	10760	25,0	244	376
	690	15	332	206600	413200	5738	11480	24,9	261	374
	688	16	353	219600	439200	6100	12200	24,9	277	372
	686	17	375	232100	464200	6448	12890	24,9	294	369
	684	18	397	245000	490000	6806	13610	24,8	312	367
	682	19	418	257400	514800	7150	14300	24,8	328	365
	680	20	440	269700	539400	7491	14980	24,8	345	363
	678	21	461	281900	563800	7831	15660	24,7	362	361
	676	22	482	294100	588200	8168	16340	24,7	378	359
	674	23	503	306100	612200	8504	17010	24,7	395	357
	672	24	524	318100	636200	8837	17670	24,6	411	354
	670	25	546	330100	660200	9169	18340	24,6	429	352
820	808	6	153	126900	253800	3095	6190	28,8	120	513
	806	7	178	147900	295800	3610	7220	28,8	140	510
	804	8	204	168400	336800	4106	8212	28,7	160	507
	802	9	229	188600	377200	4600	9200	28,7	180	505
	800	10	254	208800	417600	5092	10180	28,7	200	502
	798	11	280	228800	457600	5581	11160	28,6	220	500
	796	12	305	248700	497400	6066	12130	28,6	239	497
	794	13	330	268400	536800	6547	13090	28,5	259	495
	792	14	354	288000	576000	7025	14050	28,5	278-	492
	788	16	403'	327000	654000	7976	15950	28,5	316.	487
	786	17	428	345900	691800	8436	16870	28,4	336	485
	784	18	453	365200	730400	9023	18050	28,4	356	482
	782	19	477	383900	767800	9364	18730	28,4	374	480
	780	20	502	402500	805000	9816	19630	28,3	394	478
	778	21	526	421000	842000	10270	20540	28,3	413	475
	776	22	551	439300	878600	10720	21440	28,2	433	473
	774	23	575	457600	915200	11160	22320	28,2	451	470
	772	24	600	475800	951600	11600	23200	28,2	471	468
	770	25	624	493900	987800	12050	24100	28,1	490	465
1020	1006	7	223	286200	572400	5612	11220	35,8	175	794
	1004	8	254	325900	651800	6390	12780	35,8	199	791
	1002	9	286	365400	730800	7164	14330	35,7	224	788
	1000	10	317	404700	809500	7936	15870	35,7	249	785
	998	11	349	443900	887800	8704	17410	35,7	274	782
	996	12	380	482800	965600	9467	18930	35,6	298	779
	994	13	411	521500	1043000	10230	20460	35,6	325	776
	992	14	442	5600000	1120000	10980	21960	35,6	347	772
	990	15	473	598200	1196000	11730	23460	35,6	371	769

Продолжение прилож. Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	988	16	504	636600	1273000	124800	249600	35,5	396	766
	986	17	535	673900	1348000	132100	264200	35,5	420	763
	984	18	566	712000	1424000	139600	279200	35,5	444	760
	982	19	597	749100	1498000	146900	293800	35,4	469	757
	980	20	628	785900	1572000	154100	308200	35,4	493	754
	978	21	659	822600	1645000	161300	322600	35,3	517	751
	976	22	689	859200	1718000	168500	337000	35,3	541	748
	974	23	720	895600	1791000	175600	351200	35,3	565	745
	972	24	751	931800	1864000	182700	365400	35,2	590	742
	970	25	781	968000	1936000	189800	379600	35,2	613	739
	968	26	812	1004000	2008000	196800	393600	35,2	637	736
	966	27	842	1040000	2080000	203800	407600	35,1	661	733
	964	28	872	1074000	2148000	210700	421400	35,1	685	730
	962	29	902	1110000	2220000	217600	435200	35,1	708	726
	960	30	933	1144000	2288000	224400	448800	35,0	732	723
1220	1206	7	267	496900	993800	8146	16290	43,4	210	1142
	1204	8	305	553800	1108000	9079	18160	42,9	239	1138
	1202	9	342	625000	1250000	10250	20500	42,8	268	1134
	1200	10	380	695900	1392000	11410	22820	42,8	298	1130
	1198	11	418	763600	1527000	12520	25040	42,7	328	1126
	1196	12	455	831200	1662000	13630	27260	42,7	358	1123
	1194	13	493	898500	1797000	14730	29460	42,7	387	1119
	1192	14	530	964700	1929400	15810	31620	42,6	416	1115
	1190	15	568	1032000	2064000	16920	33840	42,6	446	1112
	1188	16	605	1102000	2204000	18060	36120	42,6	475	1108
	1186	17	642	1157000	2314000	18970	37940	42,5	504	1104
	1184	18	680	1226000	2452000	20100	40200	42,5	534	1100
	1182	19	717	1295000	2590000	21230	42460	42,5	563	1097
	1180	20	754	1363000	2726000	22340	44680	42,4	592	1093
	1178	21	790	1418000	2836000	23250	46500	42,4	620	1089
	1176	22	827	1486000	2972000	24360	48720	42,4	649	1086
	1174	23	864	1554000	3108000	25470	50940	42,4	678	1082
	1172	24	901	1608000	3216000	26350	52700	42,2	707	1078
	1170	25	938	1675000	3350000	27460	54920	42,2	736	1075
	1168	26	975	1742000	3484000	28560	57120	42,2	765	1071
1420	1166	27	1011	1796000	3592000	29440	58880	42,1	794	1067
	1164	28	1048	1862000	3724000	30530	71060	42,1	823	1064
	1162	29	1085	1929000	3858000	31620	63240	42,1	852	1060
	1160	30	1121	1990000	3980000	32620	65240	42,1	880	1056
	1406	7	311	776800	1553000	10940	21880	49,9	244	1552
	1404	8	355	885300	1771000	12470	24940	49,9	2789	1547
	1402	9	399	993300	1987000	13990	27980	49,9	313	1543
	1400	10	443	1101000	2202000	15510	31020	49,8	348	1539
	1398	11	487	1208000	2416000	17010	34020	49,8	382	1534
	1396	12	531	1316000	2632000	18540	37080	49,8	417	1530
	1394	13	575	1422000	2844000	20030	40060	49,7	451	1525
	1392	14	618	1529000	3058000	21540	43080	49,7	485	1521
	1390	15	662	1635000	3270000	23020	46040	49,7	520	1517

Окончание прилож. Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1388	16	706	1740000	3480000	24520	49040	49,6	554	1512
	1386	17	750	1847000	3694000	26000	52000	49,6	589	1508
	1384	18	793	1950000	3900000	27460	54920	49,6	622	1504
	1382	19	836	2053000	4106000	28920	57840	49,6	656	1499
	1380	20	879	2156000	2212000	30370	60740	49,5	690	1495
	1378	21	923	2261000	4522000	31850	63700	49,5	725	1491
	1376	22	966	2363000	4726000	33280	66560	49,5	758	1486
	1374	23	1010	2465000	4930000	34720	69440	49,4	793	1482
	1372	24	1053	2567000	5134000	36160	72320	49,4	827	1478
	1370	25	1095	2667000	5334000	37560	75120	49,4	860	1473
	1368	26	1138	2768000	5536000	39000	78000	49,3	893	1469
	1366	27	1181	2869000	5738000	40410	80820	49,3	927	1465
	1364	28	1224	2968000	5936000	41800	83600	49,2	961	1460
	1362	29	1267	3068000	6136000	43210	86420	49,2	995	1456
	1360	30	1309	3166000	6332000	44600	89200	49,2	1028	1452

Характеристика изолированных труб

Размеры трубы (диаметр × толщина), мм	Площадь сечения трубы F , см ²	Момент инерции трубы I , см ⁴	Момент сопротив ления трубы W , см ³	Масса пустого трубопро вода (на 1 м длины в ддухе), кг	Масса оснащенного трубопровода (на 1 м длины), кг				
					на суше		в воде		
					с золя цией	с изоля цией и фу теровкой	заглушен ного с изоляцией	заглушен ного с изоляцией и футеровкой	заполнен ного водой с изоляцией и футеровкой
219×8	53,0	2954	270	41,6	43,3	56,1	4,2	0,8	33,2
219×10	65,6	3591	328	51,5	53,2	66,0	14,1	10,7	41,8
219×11	71,8	3896	356	56,4	58,1	70,9	19,0	15,6	46,1
325×8	79,6	10009	616	62,5	65,0	83,8	—20,0	—25,2	49,8
325×9	89,3	11 156	687	70,1	72,5	91,4	—12,4	—17,6	56,4
325×10	98,9	12280	756	77,7	80,1	98,9	—4,9	—10,0	63,0
325×11	108,5	13383	824	85,2	87,6	106,4	+2,6	—2,5	69,6
325×12	117,9	14464	890	92,6	95,0	113,9	+10,1	+4,9	76,1
377×8	92,7	15783	837	72,8	75,6	97,4	—38,4	—44,3	58,0
377×9	104,0	17615	934	81,7	84,5	106,3	—29,5	—35,5	65,7
426×8	105,0	22941	1077	82,5	85,6	110,2	—59,5	—66,3	65,6
426×9	117,8	25627	1203	92,6	95,7	120,3	—49,4	—56,2	74,4
426×10	130,6	28273	1327	102,6	105,8	130,3	—39,4	—46,2	83,2
426×11	143,3	30880	1450	112,6	115,7	140,3	—29,4	—36,2	91,9
426×12	156,0	33449	1570	122,5	125,7	150,2	—19,5	—26,3	100,6
530×6,5	106,8	36608	1381	83,9	87,85	118,3	—136,0	—144,4	65,4
530×7	115,0	39312	1483	90,3	94,2	124,7	—129,6	—138,1	70,9
530×7,5	123,0	42000	1585	96,6	100,6	131,1	—123,3	—131,7	76,5
530×8	131,1	44 673	1086	103,0	106,9	137,4	—116,9	—123,4	82,0
530×8,5	139,2	47 330	1786	109,3	113,2	143,7	—110,6	—119,0	87,5
530×9	147,2	49972	1886	115,6	119,6	150,1	—104,3	—112,7	93,1
720×8	178,9	113351	3149	140,5	145,5	186,8	—266,0	—227,5	111,6
720×9	200,9	126987	3527	157,8	163,2	204,4	—248,3	—259,8	127,0
720×10	222,9	140509	3903	175,1	180,4	221,7	—231,0	—242,5	142,1
720×11	244,9	153913	4275	192,3	197,7	239,0	—213,8	—225,3	157,2
720×12	266,8	167204	4645	209,5	214,9	256,2	—196,6	—208,1	172,2
720×22	482,2	293940	8165	378,7	384,0	425,3	—27,4	—38,9	319,8
820×9	229,2	188451	4596	180,0	186,1	233,1	—346,9	—360,0	144,9
820×10	254,3	208622	5088	199,8	205,8	252,8	—327,2	—340,3	162,1
820×11	279,4	228643	5577	219,5	225,5	272,5	—307,5	—320,6	179,3
820×12	304,5	248514	6061	239,1	245,2	292,2	—287,8	—300,9	196,5
820×14	354,3	287809	7020	278,3	284,4	331,3	—248,6	—261,7	230,7
820×16	403,9	326512	7964	317,2	323,3	370,3	—209,7	—222,8	264,7
1020×11	348,5	443565	8697	273,7	281,3	358,5	—541,8	—564,2	217,7
1020×12	379,8	482 463	9460	298,3	305,9	383,1	—517,3	—539,6	239,2
1020×14	442,2	559559	10972	347,3	354,9	432,2	—468,2	—490,5	281,9
1020×16	504,4	635728	12465	396,2	403,7	481,0	—419,4	—441,7	324,6
1020×17	535,4	673467	13205	420,5	428,1	505,3	—395,1	—417,4	345,8
1020×20	628,0	785314	15398	493,2	500,8	578,1	—322,3	—344,6	409,3
1020×21,5	674,1	840473	16480	529,4	537,0	614,3	—286,1	—308,5	440,9
1220×12	455,2	830356	13612	357,5	366,5	458,9	—809,5	—836,2	286,7
1220×14	530,2	963980	15803	416,4	425,4	517,8	—750,6	—777,3	338,1
1220×15,2	575,0	1043512	17107	451,6	460,7	553,0	—715,4	—742,1	368,8
1220×16	604,9	1096266	17972	475,1	484,1	576,5	—691,9	—718,6	389,3
1220×16,8	634,7	1148807	18833	498,5	507,6	599,9	—668,5	—695,2	409,7
1220×20	753,6	1356857	22 244	591,9	600,9	693,3	—575,1	—601,8	491,2
1420×14	618,1	1527449	21513	485,4	496,0	603,4	—1095,8	—1126,9	394,2
1420×17	748,9	1843000	25958	588,2	598,7	706,1	—993,1	—1024,1	483,8
1420×20	879,2	2154480	30345	690,5	701,1	808,5	—890,8	—921,8	573,1

Примечание. Масса трубы принята с учетом следующих данных: 0,6 кг — масса 1 м² площади ПРДБ; 0,45 кг — масса 1 м² площади ПВХ и 760 кг — масса 1 м³ футеровки.

Приложение Г

Таблица Г. 1

Перечень технических условий на стальные трубы большого диаметра отечественного производства и их характеристики [65]

Поставщик труб, №№ технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нормативные характеристики основного металла			Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция	Коэффициент надежности по материалу, k_1
				Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_s , МПа	Предел текучести σ_m , МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ХТЗ, ТУ-У-322-8-22-96	7,4	1420	16,2	13Г1СБ-У	570	470	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки с заводской изоляцией	1,34
ХТЗ, ТУ 14-3-1938-2000	7,4	1420	15,7	10Г2ФБ или лист импортной поставки Х70	588	460	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки с заводской изоляцией	1,34

Продолжение табл. Г. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ХТЗ, ТУ 14-3р-04-94	5,4-7,4	1220	10,0 11,0 12,0 13,0 14,0 15,0	12ГСБ	510	350	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,4
			10,0 11,0 12,0 13,0 14,0 15,0	12Г2СБ	550	380	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,4
ВМЗ, ТУ 14-3-1573- 99	5,4-9,8	1020	10,0-16,0 10,0-25,0	17Г1С-У 13Г1С-У	510 540	360 390	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,4 1,34 1,34
ВМЗ, ТУ 14-3Р-01-93	7,4	1020	10,3 10,8 12,3 12,9 15,2 17,0 18,4 21,0 21,5	К60	589	461	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34

Продолжение табл. Г. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ХТЗ, ТУ-У-14-8-16- 99	7,4	1020	10,3 10,5 11,3 12,3 13,1 15,2	10Г2ФБ	590	461	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34
		920	9,5 10,2 11,1 11,8 13,8	10Г2ФБ	590	461	-«-	1,34
ЧТЗ, ТУ 14-3р-04-94	5,4-7,4	820	9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0	12ГСБ	510	350	-«-	1,4
			9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0	12Г2СБ	550	380	-«-	1,4

Продолжение табл. Г. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВМЗ, ТУ 14-3-1573- 99	5,4-9,8	820	9,0-25,0 9,0-25,0	13ГС 10Г2СФ	510 590	360 460	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34
ВМЗ, ТУ 14-3-1573- 99	5,4-9,8	720	8,0-25,0 8,0-30,0	13ГС 10Г2ФБ	510 590	360 460	-«-	1,34
ЧТЗ, ТУ 14-3р-04-94	5,4-7,5	720	8,0 9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0	12ГСБ	510	350	-«-	1,4
			8,0 9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0	12Г2СБ	550	380	-«-	1,4

Продолжение табл. Г. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВТЗ, ТУ 14-3-1976- 99	5,4-7,4	720	12,0 12,2 12,5 12,9 13,0	К60	588	441	Спиральношов ные трубы из низколегирован ной стали. Трубы изготавливают ся с объемной термообработ кой.	1,4
ВМЗ, ТУ 14-3-1573- 99	5,4-9,8	630	8,0-24,0 8,0-24,0	13ГС 10Г2СБ	510 590	360 460	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34
		630	7,5 8,0 8,5 9,0 9,5 10,0 10,3 10,5 10,6 10,8 11,0 11,2	К56 К60	550 588	441 441		

Продолжение табл. Г. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВТЗ, ТУ 14-3-1976- 99	5,4-7,4	630	11,4 11,5 12,0	K56 K60	550 588	441 441	Спиральношов ные трубы из низколегирован ной стали. Трубы изготавливают ся с объемной термообработ кой.	1,4
ВМЗ, ТУ 14-3-1573- 99	5,4-9,8	530	7,0-24,0 7,0-24,0	13ГС 1-Г2СБ	510	360	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34

Окончание табл. Г. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		530	7,9	K56	550			
			7,5	K60	588			
			8,0		441			
			8,5		441			
			9,0					
			9,5					
			10,0					
			10,3					
			10,5					
			10,6					
			10,8					
			11,0					
			11,2					
			11,4					
			11,5					
			12,0					

Примечание: ЧТЗ – Челябинский трубопрокатный завод; ВТЗ – Волжский трубный завод; ХТЗ - Харцызский трубный завод; ВМЗ-Выксунский металлургический завод.

Таблица. Г. 2

ПЕРЕЧЕНЬ**технических условий на стальные трубы большого диаметра импортного производства и их характеристики**

Поставщик труб, номер технических условий (рабочее давление)	Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нормативные характеристики основного металла						Эквивалент углерода не более	Гарантированное заводом испытательное давление по ТУ, МПа	Конструкция трубы и состояние поставки металла	Коэффициент надежности по материалу k_1
			Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Ударная вязкость, Дж/см ² KCU	Ударная вязкость Дж/см ² KCV	Процент волокна в изломе образцов DWTT, %				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТУ 100-86 (9,8 МПа)	1420	20,0	638	510	18	58,8 (-60 °C)	108,0 (-20 °C)	85 (-20 °C)	0,46	13,4	100% УЗ контроль	1,34
		23,9	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	16,3		
		29,6	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	20,3	регулируемая прокатка	
	1220	16,5	638	510	18	49,0 (-60 °C)	78,4 (-20 °C)	80 (-20 °C)	0,44	12,8		
		19,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,46	15,5		
		24,4	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,46	19,5		
	1220	17,8	589	461	20	49,0 (-60 °C)	78,4 (-20 °C)	80 (-20 °C)	0,43	12,5		
		21,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	15,2		
		26,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	18,9		
	1020	13,2	638	510	18	49,0 (-60 °C)	58,8 (-20 °C)	70 (-20 °C)	0,44	12,3		
		15,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	14,7		
		19,5	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,46	18,4		
		14,2	589	461	20	49,0 (-60 °C)	58,8 (-20 °C)	70 (-20 °C)	0,43	12,0		

Продолжение табл. Г. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		17,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	14,4		
		21,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	18,0		
		26,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,46	22,3		
	720	16,5	589	461	20	49,0 (-60 °C)	49,0 (-31 °C)	60 (-31 °C)	0,4	20,0		
		20,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,4	25,0		
	530	11,6	-«-	-«-	-«-	39,2 (-60 °C)	39,2 (-31 °C)	50 (-31 °C)	0,4	19,0		
ТУ 84-94 (8,2 МПа)	1420	18,3	589	461	20	58,8 (-60 °C)	88,3 (-20 °C)	85 (-20 °C)	0,46	11,4	100% УЗ конт роль	1,34
		21,8	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	13,7		
		27,1	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-«-	-«-	-«-	17,1	регули руемая прокат ка	
	1020	14,3	589	461	20	49,0 (-60 °C)	49,0 (-20 °C)	60 (-20 °C)	0,44	12,5		
		15,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	13,7		
		21,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	18,5		
	720	12,0	589	461	20	39,2 (-60 °C)	39,2 (-20 °C)	50 (-20 °C)	0,43	15,0		
	530	11,6	589	461	20	39,2 (-60 °C)	39,2 (-20 °C)	-	0,43	19,7		
ТУ 75-86 (7,4 МПа)	1420	14,5	638	510	18	49,0 (-60 °C)	78,4 (-20 °C)	80 (-20 °C)	0,44	9,6	100% УЗ конт роль	1,34
		17,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	11,5	регули руемая прокат ка	
		21,5	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,45	14,4		
		15,7	589	461	20	49,0 (-60 °C)	78,4 (-20 °C)	80 (-20 °C)	0,43	9,4		
		18,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	11,3		
		23,2	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	14,0		

Продолжение табл. Г. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1220	11,9	638	510	18	49,0 (-60 °C)	58,8 (-20 °C)	70 (-20 °C)	0,44	9,1		
		14,2	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	11,0		
		17,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	13,7		
		12,9	589	461	20	49,0 (-60 °C)	58,8 (-20 °C)	70 (-20 °C)	0,43	9,0		
		15,4	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	10,8		
		19,1	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	13,4		
	1020	9,5	638	510	18	49,0 (-60 °C)	49,0 (-20 °C)	60 (-20 °C)	0,44	8,7		
		11,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	10,4		
		14,1	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	13,0		
		10,3	589	461	20	-«-	-«-	-«-	0,43	8,6		
		12,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	10,3		
		15,2	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	12,8		
		17,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	14,1		
		18,4	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	15,4		
		21,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	17,7		
		21,5	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	18,2		
		24,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	20,5		
	720	7,3	589	461	20	39,2 (-60 °C)	39,2 (-20 °C)	50 (-20 °C)	0,43	8,6		
		8,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	10,3		
		10,8	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	12,8		
		14,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	16,5		
		16,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	19,0		
		19,9	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	24,1		
		20,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	24,2		
		21,6	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	26,4		
		22,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	27,0		
	530	5,9	529	392	20	39,2 (-60 °C)	39,2 (-20 °C)	50 (-20 °C)	0,42	8,1		
		7,1	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	9,7		

Продолжение табл. Г. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		8,8	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	12,2		
		12,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	16,5		
		13,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	17,9		
		14,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	19,3		
ТУ 100-98 (9,8 МПа)	1420	21,6	589	480,7	20	58,8 (-40 °C)	107,8 (0 °C)	83 (0 °C)	0,44	13,8	100% УЗ конт роль	1,34
		25,8	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	16,3		
		32,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	20,8*	регулируемая прокатка	
	1220	17,8	588	480,7	20	49,0 (-40 °C)	78,4 (0 °C)	80 (0 °C)	0,44	13,1		
		21,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	15,9		
		26,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	19,9		
	1020	26,0	589	480,7	20	58,8 (-40 °C)	58,8 (0 °C)	60 (0 °C)	0,44	23,7		
		21,1	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	18,9		
	720	18,0	588	480,7	20	39,2 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,44	22,9		
	530	15,0	589	480,7	20	39,2 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,44	26,0		
ТУ 75-98 (7,4 МПа)	1420	23,2	589	480,7	20	49,0 (-40 °C)	78,4 (0 °C)	80 (0 °C)	0,44	14,9	100% УЗ конт роль	1,34
		18,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	11,8	регулируемая прокатка	
		15,7	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,44	9,9		
	1220	19,1	589	480,7	20	49,0 (-40 °C)	58,8 (0 °C)	70 (0 °C)	0,44	14,1		
		15,4	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	11,3		
		12,9	-«-	-«-	-«-	39,2 (-40 °C)	-«-	-«-	0,43	9,4		

Продолжение табл. Г. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1020	15,2	589	480,7	20	49,0 (-40 °C)	39,2 (0 °C)	60 (0 °C)	0,43	13,4		
		12,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	10,7		
		10,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	8,9		
	820	12,3	589	480,7	20	39,2 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	13,4		
		9,9	-«-	-«-	-«-	29,4 (-40 °C)	-«-	-«-	0,43	10,7		
		8,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	20,1		
	720	16,0	588	480,7	20	49,0 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	20,1		
		10,8	-«-	-«-	-«-	39,2 (-40 °C)	-«-	-«-	0,43	13,4		
		8,7	-«-	-«-	-«-	29,4 (-40 °C)	-«-	-«-	0,43	10,8		
		7,3	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,43	9,0		
	630	10,4	529	421	20	39,2 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,42	13,0		
		8,4	-«-	-«-	-«-	29,4 (-40 °C)	-«-	-«-	0,42	10,4		
		7,0	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	8,6		
	530	12,0	589	480,7	20	39,2 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,43	20,5		
		8,0	529	421	20	29,4 (-40 °C)	29,4 (0 °C)	50 (0 °C)	0,42	13,2		
		7,1	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	10,5		
		5,9	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	8,7		
Япония ТУ 20- 28-40- 96С (5,4 МПа)	530	6,0	529	392	20	-	29,4 (-60 °C)	-	0,42	8,2	100% УЗК регулируемая прокатка	1,34
		6,5	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	0,42	8,9		
	720	6,0	-«-	-«-	-«-	-	39,2 (-60 °C)	50 (-60 °C)	0,42	6,1		

Продолжение табл. Г. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		7,1	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,42	7,2		
		8,8	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,42	8,0		
	1020	7,6	588	461	20	-	39,2 (-60 °C)	60 (-60 °C)	0,43	6,4		
		9,1	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	7,6		
		11,3	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	9,4		
(7,4 МПа)	530	6,0	529	392	20	-	39,2 (-60 °C)	-	0,42	8,2		
		7,1	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,42	9,8		
		8,8	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,42	12,2		
	720	7,3	588	461	20	-	39,2 (-60 °C)	50 (-60 °C)	0,43	8,6		
		8,7	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	10,9		
		10,8	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	12,8		
	1020	10,3	-«-	-«-	-«-	-	49,0 (-60 °C)	60 (-60 °C)	0,43	8,6		
		12,3	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	10,3		
		15,2	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,42	12,8		
	530	7,4	529	392	20	-	39,2 (-60 °C)	-	0,42	10,2		
		9,3	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-	0,42	12,8		
(9,8 МПа)		11,6	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-	0,42	16,2		
	720	9,6	588	461	20	-	49,0 (-60 °C)	50 (-60 °C)	0,43	11,4		
		12,0	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	14,3		
		14,9	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	18,0		
	1020	17,0	-«-	-«-	-«-	-	58,8 (-60 °C)	60 (-60 °C)	0,43	14,4		
		21,0	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	18,1		
		26,0	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	22,6		
(14,7 МПа)	530	11,5	529	392	20	-	49,0 (-60 °C)	-	0,42	16,1		
		14,4	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-	0,42	20,4		
		17,8	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-	0,42	25,6		
	720	14,8	588	461	20	-	58,8 (-60 °C)	60 (-60 °C)	0,43	17,8		
		18,5	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	22,6		

Окончание табл. Г. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		22,8	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	28,5		
	1020	21,0	-«-	-«-	-«-	-	78,4 (-60 °C)	80 (-60 °C)	0,43	22,6		
		26,2	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	22,7		
		32,3	-«-	-«-	-«-	-	-«-	-«-	0,43	28,6		

Примечание: Рабочие давления, указанные в графе 1, относятся к газопроводным трубам. Для нефтепроводных и нефтепродуктопроводных труб рабочее давление определяется проектной организацией по СНиП 2.05.85*.

ПЕРЕЧЕНЬ
технических условий и ГОСТов на стальные трубы малого диаметра

Номер ГОСТов или технических условий на трубы	Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Марка стали и номер ГОСТов	Заводское испытательное давление	Коэффициент надежности по материалу стали, k_1
1	2	3	4	5	6
*Электросварные трубы ГОСТ 20295-85	159-426	4-10	**Углеродистая сталь (ГОСТ 380-94, ГОСТ 1050-88) Ст.3сп, 10сп,20	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,95 от предела текучести	1,47
*Электросварные трубы ГОСТ 10704-91 и ГОСТ 10705-80, гр.В термообработанные или с локальной термообработкой свар. шва	57-426	4-10	Углеродистая сталь (ГОСТ 380-94, ГОСТ 1050-88) Ст.10, ст.20, В Ст.3	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,9 от предела текучести	1,55
*Электросварные трубы ГОСТ 10704-91 и ГОСТ 10705-80, гр.В, с локальной термообработкой сварного шва	146-245	6,5-10,7	Низколегированная сталь марки 22ГЮ ТУ 14-1-4598-89	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,75 от предела текучести	1,47
*Бесшовные трубы (ГОСТы 8731-74 и 8732-78, гр.В)	57-426	По сортаменту	***Углеродистая сталь 10,20 (ГОСТ 1050-88) низколегированная сталь 10Г2(ГОСТ 4543-71) или 09Г2С (ГОСТ 19281-89)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,8 от предела текучести	1,55

Продолжение табл. Г. 3

1	2	3	4	5	6
*Бесшовные трубы (ГОСТы 8733-74, гр.В и 8734-75) из катанной заготовки	10-250	По сортаменту	Углеродистая сталь 10,20 (ГОСТ 1050-88) низколегированная сталь 10Г2 (ГОСТ 4543-71) или 09Г2С (ГОСТ 19281-89)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускае мом напряжении 40% от вре менного сопротивления стали	1,55
Бесшовные трубы ГОСТ 9567-75 «повышенной точности»	25-426	По сортаменту	Углеродистая сталь 10,20 (ГОСТ 1050-88) низколегированная сталь 10Г2 (ГОСТ 4543-71) или 09Г2С (ГОСТ 19281-89)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 40% от временного сопротивления стали	1,55
Бесшовные трубы ГОСТ 550-75 с гарантией пункта 3.2	48-219	4-25	Углеродистая сталь 10,20 (ГОСТ 1050-88) низколегированная сталь 10Г2 (ГОСТ 4543-71)	То же	1,55
Бесшовные горячедеформированные трубы ТУ 14-3-1618-89	168 245 273 325 426 159-325	14 9;10 20 9-12 9-11;16-18 По сортаменту, ГОСТ 8732-78	Низколегированная сталь 12ГФДА Низколегированная сталь 12ГА, 16ГА и 13 ГФА (ТУ 14-1-4944-90); глеродистая сталь (ГОСТ 1050-88); низколегированная сталь (ГОСТ 19281-89)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,8 от предела текучести	1,4
Бесшовные горячедеформированные трубы повышенного качества для ШФЛУ ТУ 14-3-1701-90	219,273,325,426	6-8 6-10	Углеродистая сталь (ГОСТ 380-94, ГОСТ 1050-88)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,95 от предела текучести	1,47

Продолжение табл. Г. 3

1	2	3	4	5	6
Электросварные трубы ТУ 14-3-1752-90	219,273,325,426	6-8 6-10	Углеродистая сталь 10 (ГОСТ 1050-88) ст.3 сп. (ТУ 14-1-3579-83)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,95 от предела текучести	1,47
Бесшовные холоднодеформированные трубы ТУ 14-3-1578-88	10-250	По сортаменту ГОСТ 8734-75	Углеродистая сталь 20 (ГОСТ 1050-88) низколегированная сталь 10Г2(ГОСТ 4543-71)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,8 от предела текучести	1,47
Бесшовные горячедеформированные трубы ТУ 14-3-1577-88	57-426	4-22	Углеродистая сталь 20 (ГОСТ 1050-88) низколегированная сталь 10Г2 (ГОСТ 4543-71)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,8 от предела текучести	1,47
Бесшовные горячедеформированные трубы ТУ 14-3-1486-87	351-426	9-16	Углеродистая сталь 20 (ГОСТ 1050-88)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,8 от предела текучести	1,47
Бесшовные горячедеформированные трубы ТУ 14-3-1760-91	159-426	По сортаменту ГОСТ 8732-78	Углеродистые, низколегированные и легированные марки стали (ГОСТ 380-94, ГОСТ 1050-88, ГОСТ 19281-89, ГОСТ 4543-71)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,85 от предела текучести	1,4
Электросварные трубы ТУ 14-3-1948-2000	159-530	4-12	Низколегированная сталь класса прочности К46, К48, К50, К52, К55 (ГОСТ 19281-89, ТУ 14-106-502-96, ТУ 14-1-4358-87, ТУ 14-1-4598-89)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,95 от нормативного предела текучести	1,47

Продолжение табл. Г. 3

1	2	3	4	5	6
Электросварные трубы ТУ 14-3-1471-87	146,159,168,219, 245,273,325,426, 377,530	4-8	Низколегированная сталь контролируемой прокатки 09Г2С ГОСТ 19281-89, 08ГБЮ, 09ГБЮ, 08ГБЮТР ТУ 1-4358-87, 22ГЮ ТУ 14- 1-4598-89	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,95 от предела текучести	1,47
Электросварные трубы ТУ 14- 3-1433-86	57-159	4-8	Углеродистая сталь (ГОСТ 380-94, ГОСТ 1050-88) ст.10, ст.20	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,9 от предела текучести	1,55
Электросварные трубы ТУ 14- 3-1399-95	219 273 325 377 426	4,8;5-8 4,8;5-8 4,8;5-10 6-10 6-10	Углеродистая сталь (ГОСТ 308-94, ГОСТ 1050-88) Ст.3сп,10сп,20сп	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,95 от предела текучести	1,47
Бесшовные трубы из катаной и кованой заготовки ТУ 14-3- 1128-2000	102-159 273-426	4-14 8-25 в сортаменте ГОСТ 8732-78	09Г2С, 10Г2, Ст.10, Ст.20 Углеродистая сталь 20 (ГОСТ 1050-98)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,8 от предела текучести с определением ударной вязкости на образцах Шарпи при температурах от -20 ⁰ , - 34 ⁰ , -40 ⁰ и -60 ⁰ С. Ультразвуковой или магнитно-индукционный метод контроля.	1,4

Продолжение табл. Г. 3

1	2	3	4	5	6
Бесшовные горячедеформированные трубы ТУ 1-14-95 А.М.	26,9-356	2,6-36	Углеродистая сталь 10,20 (ГОСТ 1050-88). Низколегированная сталь 10Г2 (ГОСТ 4543-71), 09Г2С (ГОСТ 19281-89) и сталь типа К60	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,9 от предела текучести	1,4
Бесшовные трубы для котлов и трубопроводов ТУ 14-3-460-75	10-426	По сортаменту	Углеродистая сталь 20 (ГОСТ 1050-88)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,8 от предела текучести	1,4
Бесшовные горячедеформированные трубы ТУ 1-16, 7-95 НС	26, 9-426	2, 6-36	Углеродистая сталь 10,20 (ГОСТ 1050-88). Низколегированная сталь 10Г2 (ГОСТ 4543-71), 09Г2С (ГОСТ 19281-89) и сталь типа К60	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,9 от предела текучести	1,4
Электросварные трубы ТУ 14-3-377-99	159 168 219-273 325 426	3-6 3-6 4,5-8 508 6-14	**Углеродистая сталь (ГОСТ 380-94, ГОСТ 1050-88) Ст.3сп, 10сп, 20	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,95 от предела текучести	1,47
Электросварные прямошовные трубы ТУ 14-3Р-26-99	42 48 60 73,89,108 114 127 159	3,0-4,0 3,0-4,5 3,0-6,0 3,0-7,5 3,0-8,5 3,5-8,5 4,0-10,0	Углеродистая сталь (ГОСТ 1050-88) Ст.20. Низколегированная сталь марки 17Г1С по ТУ 14-106-502, 09Г2С по ГОСТ 19281,08ГБЮ и 09ГБЮ по ТУ 14-1-4538 с Изменением №1	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допускаемом напряжении 0,95 от предела текучести	1,47

Окончание табл. Г. 3

1	2	3	4	5	6
Бесшовные трубы для установок высокого давления ТУ 14-3-251-74	12-299	4-22	Углеродистая сталь (ГОСТ 1050-88), низколегированная сталь (ГОСТ 19281-89)	Гидравлическое давление определяется по формуле ГОСТа 3845-75 при допуске напряжении 0,8 от предела текучести	1,4

Примечание: * - область применения ограничена, см. главу 2 настоящей «Инструкции...».

** - при заказе электросварных газопроводных труб $\varnothing$ 219-426 мм с толщиной стенки от 6 до 10 мм должны оговариваться требования по ударной вязкости KCV при температуре, равной минимальной температуре стенки трубопровода при эксплуатации.

*** - при заказе бесшовных газопроводных труб $\varnothing$ 219 мм и выше должны оговариваться требования по ударной вязкости.

Таблица Г. 4

Применение труб из разных сталей в зависимости от температуры эксплуатации и строительства трубопроводов

Марка стали	Минимальная расчетная температура стенки труб при эксплуатации согласно п.1.4 и п.1.5				Минимальная расчетная температура строительства согласно п.1.3	
	Диаметр менее 530 мм Давление до 31,4 МПа		Диаметр 530-820 мм Давление до 9,8 МПа	Диаметр 1020-1420 мм Давление до 9,8 МПа	Диаметр до 530 мм	Диаметр 530-1420 мм
	Толщина стенки до 10 мм	Толщина стенки 11-30 мм	Толщина стенки до 12 мм	Толщина стенки до 32 мм	Толщина стенки до 32 мм	
1	2	3	4	5	6	7
Ст.3 сп.	до -10 °С	до -5 °С	-	-	до -40 °С	-
Ст.3 сп.(С315Т)	-	-	-	до 0 °С	-	до -40 °С
Ст. 3 сп. (С345Т)	-	-	-	до 0 °С	-	до -40 °С
Ст.10	до -20 °С	до -10 °С	-	-	до -60 °С	-
Ст. 20	до -20 °С	до -10 °С	-	-	до -40 °С	-
06ГФБАА	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
				до -60 °С		
07ГФБ-У	-	-	-	-	-	до -55 °С
08Г2ФБТ	-	-	-	до -15 °С	-	до -60 °С
08Г2ФЮ	-	-	-	до -15 °С	-	до -60 °С
08Г2Т	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
08Г2Т-У	-	-	-	до -15 °С	до -60 °С	-
08ГБЮ	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
				до -40 °С		до -60 °С
08ГБЮТ	до -20 °С	-	до -20 °С	-	до -60 °С	-
			до -40 °С			
08ГБЮТР	до -20 °С	-	до -20 °С	-	до -60 °С	-
09Г2	до -20 °С	до -10 °С	до -20 °С	-	до -40 °С	до -60 °С
09Г2С	до -30 °С	до -30 °С	до -20 °С	-	до -60 °С	до -60 °С
09Г2СА	-	до -40 °С	-	-	до -60 °С	-

Продолжение табл. Г. 4

1	2	3	4	5	6	7
09ГБЮ	-	-	до -20 °С	до -20 °С	-	до -60 °С
			до -40 °С	до -40 °С		
09Г2ФБ	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
09Г2БТ	-	-	-	до -15 °С	-	до -60 °С
09ГСБТ-У	-	-	-	до -15 °С	-	до -60 °С
09Г2СФ	до -20 °С	до -20 °С	-	-	до -60 °С	-
09Г2СФБ	до -60 °С	до -60 °С	-	-	до -60 °С	-
10Г2	до -20 °С	до -10 °С	-	-	до -40 °С	-
10Г2ФТ-У	-	-	-	до -15 °С	-	до -60 °С
10Г2Т	-	-	-	до -15 °С	до -60 °С	-
10Г2БТ	-	-	-	до -15 °С	до -60 °С	-
10Г2СБ	-	-	до -20 °С	до -20 °С	-	до -60 °С
10Г2СФБ	-	-	до -20 °С	до -20 °С	-	до -60 °С
10Г2ФБ	-	-	-	до -20 °С	до -60 °С	до -60 °С
10Г2БТЮ	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
10Г2БТЮ2	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
10Г2ФБЮ3	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
12ГФДА	до -30 °С	до -30 °С	-	-	до -60 °С	-
12ГА	до -30 °С	до -30 °С	-	-	до -60 °С	-
12ГСБ	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
12Г2С	-	-	до 0 °С	-	-	до -40 °С
12Г2СБ	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
13ГС	-	-	-	до 0 °С	до -40 °С	-
13ГС-У	-	-	-	до -15 °С	до -60 °С	-
13Г1С-У	-	-	-	до -15 °С	до -60 °С	-
13Г1СБ-У	-	-	-	до -20 °С	-	до -60 °С
13Г2АФ	-	-	-	до -5 °С	-	до -60 °С
13ГФА	до -30 °С	до -30 °С	-	-	до -60 °С	-
16ГА	до -30 °С	до -30 °С	-	-	до -60 °С	-
16ГФБ	до -5 °С	до -5 °С	-	-	до -40 °С	-

Окончание табл. Г. 4

1	2	3	4	5	6	7
17ГС	-	-	до 0 °С	до -5 °С	-	до -40 °С
17Г1С (термо.обр.)	-	-	до -15 °С	до -15 ⁰ С и выше	-	до -60 °С
17Г1С (не термо обр.)	-	-	до 0 °С	до -5 °С	-	до -40 °С
17Г1С-У	-	-	-	до 0 °С и выше	-	до -40 °С
17Г1С-У (термо.обр.)	-	-	-	до -5 ⁰ С	-	до -60 °С
Импортные стали с гарантированной ударной вязкостью на образцах КСЧ при t -60 °С и на образцах КСЧ при t -20 °С.	-	-	до -20 °С	до -20 °С	-	до -60 °С
Импортные стали с гарантированной ударной вязкостью на образцах КСЧ при t -60 °С и на образцах КСЧ при t -40 °С.	-	-	до -40 °С	до -40 °С	-	до -60 °С

Примечание: * Для труб с толщиной стенки до 10 мм допускается применение полуспокойной стали с температурой эксплуатации и строительства на 10 °С выше указанной в таблице.

Категории участков магистральных трубопроводов (по СНиП 2.05.06-85*)
[114]

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	под земной	наземной	над земной	подземной	наземной	над земной
1	2	3	4	5	6	7
1. Переходы через водные преграды: а) Судоходные – в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм: 1000 и более менее 1000	I I	- -	I I	B I	- -	B I
б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более – в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм: 1000 и более менее 1000	I I	- -	I I	B I	- -	I I
в) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м – в русловой части, оросительные и деривационные каналы	I	-	II	I	-	I
г) горные потоки (реки)	I	-	II	I	-	I
д) поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности при диаметре трубопровода, мм: 700 и более менее 700	I II	- -	II II	I I	- -	I I

1	2	3	4	5	6	7
е) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности	-	-	-	I	-	II
2. Переходы через болота типа:						
а) I	III	III	III	II, III ¹	II, III ¹	II, III ¹
б) II	II	III	III	II	II	III
в)	I	II	II	B	B	I
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):						
а) железные дороги общей сети, включая участки длиной 40 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	-	I	I	-	I
б) подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей	I	-	II	III	-	II
в) автомобильные дороги I и II категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	-	I	I	-	I
г) автомобильные дороги II, III-n, IV, IV-n категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	-	I	III	-	I

¹ II – для диаметра 700 мм и более, III - для диаметра до 700 мм.

1	2	3	4	5	6	7
д) автомобильные дороги V категории, включая участки длиной 15 м по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	III	-	III	III	-	III
е) участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в табл.4, примыкающие к переходам:						
через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий	II	II	II	III	II	II
через автомобильные дороги III, III-n, IV, IV- n и V категорий	III	III	III	III	-	III
4.Трубопроводы в горной местности при укладке:						
а) на полках	III	III	-	II	II	-
б) в тоннелях	-	I	I	-	I	I
5. Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	III	III	III	III	III	III
6.Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям:						
а) хлопковых и рисовых плантаций	II	-	-	II	-	-
б) прочих сельскохозяйственных культур	III	-	-	III	-	-
7.Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения вечномёрзлых грунтов, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1	II	II	II	II	II	II

1	2	3	4	5	6	7
8.Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	-	II	II	-	I
9*.Узлы установки линейной арматуры (за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	III	-	-
10.Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	-	-	-
11.Трубопроводы на длине 100 м от границ примыкающих участков II категории, приведенных в поз.3е	III	III	III	III	III	III
12. Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в поз.5 табл.4	I	-	I	II	-	I
13. Межпромысловые коллекторы	II	II	II	-	-	-
14.Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	I	I	I	I	I	I
15. Трубопроводы в пределах территорий ПРГ линейной части газопроводов	В	В	В	-	-	-
16*. Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, НПС, УЗРГ, включая трубопроводы топливного и пускового газа	В	В	В	I	I	I

1	2	3	4	5	6	7
17*. Узлы подключения в газопровод, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также газопроводы собственных нужд от узла подключения до ограждения территории указанных сооружений	I	I	I	-	-	-
18. Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в поз.8 табл.4, а также участки за охранными кранами длиной 250 м	II	II	II	-	-	-
19. Трубопроводы, примыкающие к секущему крану УЗРГ и ПРГ, длиной 250 м в обе стороны	I	I	I	-	-	-
20. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	-	-	II	-	-

1	2	3	4	5	6	7
21.Пересечения с коммуникациями, приведенными в поз.20, и между собой многониточных магистральных газопроводов диаметром свыше 1000 мм и давлением 7,5 МПа (75 кгс/см ²) и более нефтепроводов диаметром свыше 700 мм в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	I	-	-	II	-	-
22.Пересечения (по обе стороны) в пределах расстояний, указанных в поз. 12 табл. 4; с воздушными линиями электропередачи напряжением, кВ:						
а) 500 и более	I	I	I	I	I	-
б) от 330 до 500	II	II	II	II	II	-
в) до 330	III	III	III	III	III	-
23.Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II	II	II	II
24. Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи	III	III	III	III	III	III

Окончание прилож. Д

1	2	3	4	5	6	7
25. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре труб 700 мм и менее; до 500 м при диаметре труб до 1000 мм включ.; до 1000 м при диаметре труб свыше 1000 мм	-	-	-	1	1	1
(без предварительного гидравлического испытания на трассе)						
26*. Газопроводы, нефте- и нефтепродуктопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения УЗРГ, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в поз. 9, 10, 14, 15, 17 и 19, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах 250 м по обе стороны от них	П	П	П	П	П	П
(если они не относятся к более высокой категории по виду прокладки и другим параметрам)						

Примечания: 1. Категории отдельных участков трубопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа, нефти и нефтепродуктов городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а также загрязнение окружающей среды, при соответствующем обосновании допускается повышать на одну категорию.

2. Типы болот следует принимать в соответствии с требованиями СНиП I-42-80*.

3. При пересечении трубопроводом массива болот различных типов при соответствующем обосновании допускается принимать категорию всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.

4. Испытания участков трубопроводов, прокладываемых через водные преграды с зеркалом воды в межень менее 10м, следует предусматривать в составе смонтированного трубопровода в один этап.

5*. Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика строящегося сооружения, эксплуатационной организации и соответствующего органа государственного надзора), при пересечении их проектируемыми трубопроводами, линиями электропередачи, а также подземными коммуникациями, указанными в поз.20 и 21, и при параллельной прокладке в соответствии с поз.26*, не подлежат замене трубопроводами более высокой категории.

6. Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с поз.3.

7. Категорию участков трубопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, следует принимать как для переходов через судоходные водные преграды.

8. При небольшой продолжительности подтопления паводковыми водами (менее 29 дн.) и незначительной глубине этого подтопления, позволяющей оперативное проведение в данной местности аварийно-восстановительных работ на трубопроводах в случае их повреждения, выполнение требований поз.1д для газопроводов не обязательно.

9. Категорийность участков трубопроводов на переходах через водохранилища, пруды, озера следует принимать:

для судоходных – по поз.1а;

*несудоходных – по поз.1б и 1в.

10. Знак «-» в таблице означает, что категория не регламентируется.

Коэффициенты Q-H характеристики нефтяных магистральных насосов серии НМ

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
			по формуле (1.12)	по формуле (1.13)
1	2	3	4	5
НМ 125-550	$1,0 \cdot Q_H$	266	$a = 601,6$ $b = 3,9666 \cdot 10^{-3}$	$a_0 = 5,8624 \cdot 10^2$ $a_1 = 5,8113 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -7,2959 \cdot 10^{-3}$
		240	$a = 513,1$ $b = 5,3123 \cdot 10^{-3}$	$a_0 = 5,1117 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,4397 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -5,4610 \cdot 10^{-3}$
НМ 180-500	$1,0 \cdot Q_H$	270	$a = 627,4$ $b = 4,0254 \cdot 10^{-3}$	$a_0 = 6,1566 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,5078 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -5,5008 \cdot 10^{-3}$
		243	$a = 533,3$ $b = 4,9482 \cdot 10^{-3}$	$a_0 = 4,8976 \cdot 10^2$ $a_1 = 5,2811 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -6,5145 \cdot 10^{-3}$
НМ 250-475	$1,0 \cdot Q_H$	305	$a = 566,8$ $b = 1,5542 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 5,2174 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,6709 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -2,2786 \cdot 10^{-3}$
		274,5	$a = 469,7$ $b = 1,6961 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 3,2121 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,2533$ $a_2 = -4,3011 \cdot 10^{-3}$
НМ 360-460	$1,0 \cdot Q_H$	300	$a = 528,5$ $b = 4,9622 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 4,7351 \cdot 10^2$ $a_1 = 4,7955 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -1,4050 \cdot 10^{-3}$
		280	$a = 501,8$ $b = 7,1069 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 4,2371 \cdot 10^2$ $a_1 = 5,3348 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -1,5951 \cdot 10^{-3}$
		240	$a = 444,6$ $b = 6,5900 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 3,8825 \cdot 10^2$ $a_1 = 4,0123 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -1,3534 \cdot 10^{-3}$
НМ 500-300	$1,0 \cdot Q_H$	300	$a = 351,3$ $b = 2,2509 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 3,2460 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,3386 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -3,7857 \cdot 10^{-4}$
		285	$a = 315,6$ $b = 2,0430 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 2,7692 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,8232 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -4,1456 \cdot 10^{-4}$
		270	$a = 286,6$ $b = 2,1992 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 2,2992 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,7616 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -5,4951 \cdot 10^{-4}$
НМ 710-280	$1,0 \cdot Q_H$	312	$a = 367,7$ $b = 1,8537 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 2,9528 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,7706 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -4,3286 \cdot 10^{-4}$

1	2	3	4	5
HM 710-280	$1,0 \cdot Q_H$	285	$a = 315,8$ $b = 2,0330 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 24666 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,5861 \cdot 10^{-1}$ $a_2 = -4,4070 \cdot 10^{-4}$
HM 1250-260	$0,7 \cdot Q_H$	418	$a = 284,9$ $b = 3,6354 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 2,8400 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,9881 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -3,8988 \cdot 10^{-5}$
	$1,0 \cdot Q_H$	460	$a = 317,0$ $b = 3,7109 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 3,1554 \cdot 10^2$ $a_1 = 6,1896 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -4,1166 \cdot 10^{-5}$
		418	$a = 291,9$ $b = 3,9043 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 2,9014 \cdot 10^2$ $a_1 = 8,0864 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -4,4741 \cdot 10^{-5}$
		395	$a = 268,9$ $b = 4,2540 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 2,6821 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,1602 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -4,4767 \cdot 10^{-5}$
	$1,25 \cdot Q_H$	450	$a = 322,0$ $b = 2,1749 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 3,1824 \cdot 10^2$ $a_1 = 9,2879 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -2,6136 \cdot 10^{-5}$
HM 2500-230	$0,5 \cdot Q_H$	425	$a = 246,6$ $b = 1,6856 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 2,5182 \cdot 10^2$ $a_1 = 5,8357 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,5357 \cdot 10^{-5}$
	$0,7 \cdot Q_H$	405	$a = 248,0$ $b = 7,3338 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,4992 \cdot 10^2$ $a_1 = -3,9583 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,0268 \cdot 10^{-6}$
	$1,0 \cdot Q_H$	440	$a = 279,6$ $b = 8,0256 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,7869 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,9286 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -8,6190 \cdot 10^{-6}$
		405	$a = 258,7$ $b = 8,5641 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,5698 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,4286 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -9,6190 \cdot 10^{-6}$
		385	$a = 236,4$ $b = 8,5604 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,3521 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,3571 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -9,2857 \cdot 10^{-6}$
	$1,25 \cdot Q_H$	445	$a = 279,2$ $b = 5,2985 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,8895 \cdot 10^2$ $a_1 = -9,7389 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -3,2163 \cdot 10^{-6}$
HM 3600-230	$0,5 \cdot Q_H$	450	$a = 273,4$ $b = 1,4804 \cdot 10^{-7}$	$a_0 = 2,6913 \cdot 10^2$ $a_1 = 9,9312 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,8320 \cdot 10^{-5}$
	$0,7 \cdot Q_H$	430	$a = 282,4$ $b = 8,4221 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,9072 \cdot 10^2$ $a_1 = -1,5325 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,0873 \cdot 10^{-6}$
	$1,0 \cdot Q_H$	460	$a = 305,4$ $b = 5,5960 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,0336 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,9242 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,2727 \cdot 10^{-6}$
		425	$a = 274,1$ $b = 5,5879 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,7270 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,0424 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,0606 \cdot 10^{-6}$

HM 3600-230	$1,0 \cdot Q_H$	415	$a=247,2$ $b=5,4834 \cdot 10^{-6}$	$a_0=2,4622 \cdot 10^2$ $a_1=1,8017 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-5,9004 \cdot 10^{-6}$
	$1,25 \cdot Q_H$	470	$a=324,0$ $b=5,2277 \cdot 10^{-6}$	$a_0=3,2400 \cdot 10^2$ $a_1=-1,6017 \cdot 10^{-5}$ $a_2=-5,2251 \cdot 10^{-6}$
HM 7000-210	$0,5 \cdot Q_H$	450	$a=245,9$ $b=3,7674 \cdot 10^{-6}$	$a_0=2,4861 \cdot 10^2$ $a_1=-3,5545 \cdot 10^{-2}$ $a_2=-3,0973 \cdot 10^{-6}$
	$0,7 \cdot Q_H$	475	$a=282,2$ $b=3,0980 \cdot 10^{-6}$	$a_0=2,8694 \cdot 10^2$ $a_1=-3,1431 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-2,6646 \cdot 10^{-6}$
	$1,0 \cdot Q_H$	475	$a=295,1$ $b=1,8752 \cdot 10^{-6}$	$a_0=3,0975 \cdot 10^2$ $a_1=-6,1805 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,2500 \cdot 10^{-6}$
		450	$a=262,5$ $b=1,8173 \cdot 10^{-6}$	$a_0=2,7060 \cdot 10^2$ $a_1=-1,9908 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,6977 \cdot 10^{-6}$
		430	$a=240,9$ $b=1,9873 \cdot 10^{-6}$	$a_0=2,4005 \cdot 10^2$ $a_1=-3,2576 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,9576 \cdot 10^{-6}$
	$1,25 \cdot Q_H$	490	$a=323,3$ $b=1,4795 \cdot 10^{-6}$	$a_0=3,4510 \cdot 10^2$ $a_1=-4,9966 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,1578 \cdot 10^{-6}$
HM 10000-210	$0,5 \cdot Q_H$	475/455	$a=265,0$ $b=2,0560 \cdot 10^{-6}$	$a_0=2,7879 \cdot 10^2$ $a_1=-8,3036 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,0774 \cdot 10^{-6}$
	$0,7 \cdot Q_H$	506/486	$a=304,8$ $b=2,1443 \cdot 10^{-6}$	$a_0=3,0444 \cdot 10^2$ $a_1=7,4362 \cdot 10^{-4}$ $a_2=-2,2469 \cdot 10^{-6}$
	$1,0 \cdot Q_H$	505/495	$a=293,7$ $b=8,7817 \cdot 10^{-7}$	$a_0=2,5640 \cdot 10^2$ $a_1=1,0411 \cdot 10^{-2}$ $a_2=-1,4960 \cdot 10^{-6}$
		485/475	$a=280,1$ $b=8,7549 \cdot 10^{-7}$	$a_0=2,4768 \cdot 10^2$ $a_1=8,2500 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,3651 \cdot 10^{-6}$
		470/460	$a=264,5$ $b=8,6302 \cdot 10^{-7}$	$a_0=2,2631 \cdot 10^2$ $a_1=9,7429 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,4412 \cdot 10^{-6}$
	$1,25 \cdot Q_H$	530	$a=364,5$ $b=9,4947 \cdot 10^{-7}$	$a_0=3,5283 \cdot 10^2$ $a_1=3,0036 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,1231 \cdot 10^{-6}$
		520	$a=358,5$ $b=9,6470 \cdot 10^{-7}$	$a_0=3,3160 \cdot 10^2$ $a_1=4,4270 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,2223 \cdot 10^{-6}$
		515	$a=345,1$ $b=9,9839 \cdot 10^{-7}$	$a_0=3,2381 \cdot 10^2$ $a_1=4,8780 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,2617 \cdot 10^{-6}$

Коэффициенты $Q-H$ характеристики нефтяных подпорных насосов серии НПВ

Марка насоса	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты $Q-H$ характеристики насоса	
		по формуле (1.12)	по формуле (1.13)
1	2	3	4
НПВ 150-60	230	$a = 77,8$ $b = 8,0789 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 7,4104 \cdot 10^1$ $a_1 = 5,3929 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -9,9524 \cdot 10^{-4}$
	200	$a = 64,5$ $b = 9,1349 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 6,5890 \cdot 10^1$ $a_1 = -2,4184 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -8,1566 \cdot 10^{-4}$
НПВ 300-60	240	$a = 78,5$ $b = 2,0637 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 7,5136 \cdot 10^1$ $a_1 = 3,2036 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -2,7500 \cdot 10^{-4}$
	216	$a = 63,8$ $b = 2,0869 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 5,5487 \cdot 10^1$ $a_1 = 8,4561 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,0187 \cdot 10^{-4}$
НПВ 600-60	445	$a = 74,7$ $b = 4,2600 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 6,4957 \cdot 10^1$ $a_1 = 4,1821 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -8,3929 \cdot 10^{-4}$
	400	$a = 62,2$ $b = 4,7568 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 4,7782 \cdot 10^1$ $a_1 = 6,5689 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -1,1726 \cdot 10^{-4}$
НПВ 1250-60	525	$a = 77,4$ $b = 1,1368 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 7,6980 \cdot 10^1$ $a_1 = 7,7591 \cdot 10^{-4}$ $a_2 = -1,1698 \cdot 10^{-5}$
	500	$a = 68,5$ $b = 1,0448 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 6,9572 \cdot 10^1$ $a_1 = -2,0618 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -9,4838 \cdot 10^{-6}$
	475	$a = 61,2$ $b = 9,3754 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 6,0533 \cdot 10^1$ $a_1 = 1,4802 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,0101 \cdot 10^{-5}$
НПВ 2500-80	540	$a = 102,4$ $b = 3,7584 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 9,6298 \cdot 10^1$ $a_1 = 6,7500 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,4048 \cdot 10^{-6}$
	515	$a = 94,6$ $b = 4,0791 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 8,8512 \cdot 10^1$ $a_1 = 5,6770 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,3330 \cdot 10^{-6}$
	487	$a = 85,0$ $b = 4,0795 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 7,7479 \cdot 10^1$ $a_1 = 7,4543 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,8261 \cdot 10^{-6}$

1	2	3	4
НПВ 3600-90	610	$a=126,1$ $b=2,8040 \cdot 10^{-6}$	$a_0=1,2030 \cdot 10^2$ $a_1=3,8357 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-3,3990 \cdot 10^{-6}$
	580	$a=116,2$ $b=3,0021 \cdot 10^{-6}$	$a_0=1,014710^2$ $a_1=1,0045 \cdot 10^{-2}$ $a_2=-4,6075 \cdot 10^{-6}$
	550	$a=104,1$ $b=2,9749 \cdot 10^{-6}$	$a_0=8,9876 \cdot 10^1$ $a_1=1,0301 \cdot 10^{-2}$ $a_2=-4,4714 \cdot 10^{-6}$
НПВ 5000-120	645	$a=151,8$ $b=1,2760 \cdot 10^{-6}$	$a_0=1,41550 \cdot 10^2$ $a_1=5,2849 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,8998 \cdot 10^{-6}$
	613	$a=137,7$ $b=1,2839 \cdot 10^{-6}$	$a_0=1,2879 \cdot 10^2$ $a_1=4,4005 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,7991 \cdot 10^{-6}$
	580	$a=123,1$ $b=1,2315 \cdot 10^{-6}$	$a_0=1,1671 \cdot 10^2$ $a_1=3,2529 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-1,6280 \cdot 10^{-6}$

Расчетное разрывное усилие канатов, кН, не менее

Диаметр каната, мм	Расчетная масса 1000 м, кг	Маркировочная группа по временному сопротивлению разрыву, МПа			
		1600	1700	1800	2000
1	2	3	4	5	6
<i>Канаты стальные двойной свивки типа ЛК-РО конструкции 6×36 (1-7-7/7-14)- 1 о.с. (ГОСТ 7668-80) для стропов, грузовых подвесок монтажных кранов и полиспастов</i>					
6,3	155,5	-	-	23,15	24,9
6,7	176	-	-	26,25	28,2
8,1	253,5	-	-	37,85	40,7
9,7	383,5	50,9	54,1	57,25	61,55
11,5	513	68,15	72,4	76,65	82,35
13,5	696,5	92,55	98,3	104	111,5
15	865	114,5	122	129	138,5
16,5	1040	138	146,5	155	166,5
18	1245	165	175	179,5	194,5
20	1520	202	214,5	219,5	338,5
22	1830	242,5	258	264	286,5
23,5	2120	281,5	299	306	332,5
25,5	2495	331	351,5	360	391
27	2800	372	395,5	405	439,5
29	3215	426,5	453,5	464	504
31	3655	485	515,5	528	573
33	4155	582	586,5	600,5	652
34,5	4551	6045	642,5	658	714,5
36,5	4965	660	701	718	779,5
39,5	6080	808	858,5	879	954,5
42	6750	896,5	953	975,5	1055
46,5	8370	1110,0	1180	1210	1310
50,5	9910	1315	1395	1430	1555
53,5	11150	1480	1570	1610	1745
58,5	13000	1720	1770	1830	-
60,5	14250	1895	1955	2015	-
63	15800	2096	2155	2230	-

1	2	3	4	5	6
<i>Канаты стальные типа ТЛК-0 конструкции 6×37 – 222 с органическим сердечником (ГОСТ 3079-80) для стропов, грузовых подвесок монтажных кранов и полиспастов</i>					
15	800	116	123,5	130,5	145
17	999	145	154	163	181
19	1266	184	195,5	206,5	230
20,5	1566	227,5	242	256	274,5
22,5	1839	267,5	284	300,5	334
24,5	2138	311	330,5	350	388,5
26	2521	366,5	389,5	412,5	458,5
28	2824	410,5	436	462	513,5
30	3192	464,5	493,5	522,5	580,5
32	3661	532,5	566	599,5	665,5
33,5	4156	604,5	642,5	680	756
37,5	5061	763	782,5	828,5	920,5
41	6159	896,5	952	1005	1120
45	7359	1070	1130	1200	1338
48,5	8480	1230	1305	1385	1542
52	10067	1460	1555	1645	-
<i>Канаты стальные двойной свивки, типа ЛК-Р конструкции 6×19 (1+6+6/6) (ГОСТ 2688-80) для оттяжек и тяг</i>					
4,1	64,1	-	-	10	11,1
4,8	84,2	-	-	13,15	14,2
5,1	95,5	-	-	14,90	16,15
5,6	116,5	-	-	18,2	19,65
6,9	176,6	24,5	20,65	26,85	29,3
8,3	256	35,55	37,78	38,95	42,45
9,1	305	42,35	45,05	46,4	50,65
9,9	358,6	49,85	52,95	54,55	59,55
11	461,6	64,15	68,15	70,25	76,65
12	527	73,25	77,8	8-,2	87,5
13	596,6	82,96	88,1	90,85	99,1
14	728	101	107,5	110,5	120,5
15	844	117	124,5	128,5	140
16,5	1025	142	151	155,5	169,5
18	1220	169,5	180	185,5	202,5
19,5	1405	195	207,5	213,5	233
21	1635	227	241	248,5	271
22,5	1850	256,5	272,5	281	306,5
24	2110	293	311	320,5	350
25,5	2390	331,5	352,5	363	396,5
28	2911	404,5	430	443	483,5

Продолжение прилож. 3

1	2	3	4	5	6
30,5	3490	485	515	531	579,5
1	2	3	4	5	6
32	3845	584,5	567,5	585	638,5
33,5	4220	586	623	642	700,5
37	5016	697	740,5	763,5	833
39	5740	797,5	847,5	873,5	963
42	6535	908,5	965	995	1085
44,5	7358	1025	1060	1100	-
47,5	8431	1170	1210	1260	-
51	9546	1325	1370	1425	-
56	11650	1615	1670	1740	-
<i>Канаты двойной свивки типа ЛК-0 конструкции 6×19(1+9+9)+ 1 о.с. (ГОСТ 3077-80) для оттяжек и тяг</i>					
10,5	387,5	53,75	57,1	58,85	64,25
11,5	487	67,5	71,75	73,95	80,7
12	530	73,5	78,1	8-,5	87,85
13	597,5	82,85	88,05	90,75	99
14	719	99,75	106	109	119
15	852,5	118	125,5	129,5	141
16,5	996,5	138	146,5	151	165
17,5	1155	159,5	169,5	175	191
19,5	1370	189,5	201,5	208	226,5
20,5	1551	215	228,5	235,5	257
22	1745	241,5	256,5	264,5	289
23	1960	270	287	295,5	322,5
25,5	2390	331,5	352	363	396
28	2880	399	424	437	476,5
30,5	3410	473	502,5	518	565
32,5	3990	553	587/5	605,5	660,5
35	4610	639,5	679,5	700,5	764
39	5476	759,5	807	832	907,5
41	6201	860,5	890	925	-
43,5	6975	967,5	1000	1040	-
46	7790	1080	1115	1060	-

1	2	3	4	5	6
<i>Канаты стальные двойной свивки типа ЛК-0 конструкции 6×19 (1+9+9)+7×7(1+6) (ГОСТ 3081-80) для оснащения кранов (в качестве грузовых, стреловых, для оттяжки стрелы и гуська)</i>					
6,4	165,5	-	-	26,8	29,25
7,7	245,5	-	-	39,85	43,5
8,6	312,5	46,3	49,2	50,7	55,35
10	421,5	62,45	66,35	68,45	74,65
11,5	529,5	78,4	83,4	85,95	93,75
12,5	650	96,35	102	105,5	115
14	782	116	123	127	138,5
15	927	137,5	146	150,5	164
16,5	1085	160,5	170,5	176	192
17,5	1255	186	197,5	203,5	222
19	1485	219,5	233,5	240,5	262,5
20,5	1681	249	264,5	272,5	287,5
21,5	1891	280	297,5	307	334,5
22,5	2115	313	332,5	343	374
25	2560	379	403	415,5	453
27	3086	457,5	486	501	546,5
29,5	3665	543	577	594,5	648,5
31,5	4251	630	669,5	690	753
34	4923	730	775,5	799,5	872
38	5935	879,5	934,5	963,5	1050
41	6723	997	1030	1070	-
43	7585	1120	1155	1205	-
45,5	8450	1250	1295	1345	-
<i>Канаты стальные двойной свивки типа ЛК-3 конструкции 6×25(1+6:6+12)+7×7(1+6) (ГОСТ 7667-80) для оснащения кранов (в качестве грузовых, стреловых, для оттяжки стрелы и гуська)</i>					
7,9	250,6	37,1	39,4	40,6	44,3
9,5	365,5	54,1	57,45	59,25	64,65
11,5	503,1	74,5	79,15	81,6	89,05
12,5	650,6	96,35	102	105,5	115
14	817,1	121	128,5	132,5	144,5

1	2	3	4	5	6
15,5	998,5	147,5	157	161,5	176,5
17	1205	179	189,5	195	213
19	1465	216,5	230	237	258,5
20,5	1710	253	269	277	307,5
22	1980	292,5	311	320,5	349,5
23,5	2265	335	356	367	400,5
25	2570	380,5	404	416,5	454,5
27	2935	434	461	475,5	518,5
28	3280	485,5	516	531,5	580
31	4015	594,5	631,5	651	710,5
34	4845	717	762	785,5	857
37	5726	847,5	900,5	928	1010
41	6840	1010	1075	1106	1210
44	7910	1170	1240	1280	1395
47	9055	1340	1425	1465	1600
<i>Канаты стальные двойной свивки типа ТК конструкции 6×19 (1+6+12)+1 о.с. (ГОСТ 3070-74) для оснащения кранов (в качестве грузовых, стреловых, для оттяжки стрелы и гуська)</i>					
13	565,5	78,45	83,3	85,6	93,4
14,5	715	99	105	108	118
16	882,5	122	130	134	146
17,5	1070	147,5	157	161,5	176,5
19,5	1275	176,5	187,5	193,5	211
21	1495	207	220	227	247,5
22,5	1735	240	255	263	287
24	1990	275,5	292,5	302	329
25,5	2265	313,5	333	343	374,5
27	2555	354	376	387,5	422,5
<i>Канаты стальные двойной свивки типа ТК конструкции 6×37(1+6+12+18)+1 о.с. (ГОСТ 3071-74) для трубоукладчиков</i>					
11,5	477	57,5	61,05	62,55	67,95
13,5	613,5	82,4	87,7	89,6	97,65
15	834,5	112	119	122	132,5
18	1090	146,5	155,5	159,5	173
20	1380	185,5	197	202	219
22,5	1705	229	243,5	249	270,5
24,5	2060	277	294,5	301,5	327,5
27	2455	320,5	351	360	390,5
29	2880	387,5	412	422	458
31,5	3340	449,5	478	489,5	531,5
33,5	3835	516,5	548,5	561,5	610
36,5	4360	587,5	624	639,5	694

1	2	3	4	5	6
38	4920	662,5	704	721,5	782,5
39,5	5515	743	789,5	808,5	875,5
44,5	6805	914	971,5	995	1080
54	9796	1320	1400	1435	1555
49	8235	1105	1175	1205	1305
58,5	11550	1545	1645	1686	1830
63,5	13350	1795	1910	1955	2120
66,5	15350	2065	2190	2245	2440

Примечания: 1. Канаты, разрывное усилие которых указано под жирной линией, изготавливают только из светлой проволоки.

2. Канаты с временным сопротивлением разрыву 1700 МПа допускается изготавливать только по соглашению сторон.

3. Технические требования, методы испытания, упаковка, маркировка и хранение стального каната регламентированы ГОСТ 3241-80.

4. В условном обозначении каната, приведенном в сертификате, маркировочная группа по временному сопротивлению разрыву указана в кгс/мм².

Основные сведения о защитных покрытиях трубопроводов

Применяют защитные (противокоррозионные) покрытия нормального и усиленного типов.

Усиленный тип защитных покрытий используют на трубопроводах диаметром 820 мм и более независимо от условий прокладки, а также на всех трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности:

- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, сорах и др.);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения или орошения; на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, и на расстоянии в обе стороны от переходов;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках блуждающих токов источников постоянного тока;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 303 К;
- на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также установок комплексной подготовки газа и нефти и на расстоянии в обе стороны от них по соответствующей НД;
- на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения с применением покрытий заводского и базового нанесения;
- на участках трубопроводов, прокладываемых вблизи от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий;
- для транспортирования сжиженных углеводородов и аммиака.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

Конструкции защитных покрытий трубопроводов при их подземной, подводной (с заглублением в дно) и наземной (в насыпи) прокладке в зависимости от вида материалов и условий нанесения покрытий приведены в табл. И. 1.

Конструкции защитных покрытий строящихся и реконструируемых трубопроводов [51]

Условия нанесения покрытия	№ конструкции	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина защитного покрытия, мм, не менее, для труб диаметром, мм, не более				Макс. Температура эксплуатации, К (°C) ²⁾
			273	530	820	1420	
1	2	3	4	5	6	7	8
Защитные покрытия усиленного типа							
Заводское или базовое	1	трехслойное полимерное ³⁾ : - грунтовка на основе термореактивных смол; - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиолефина	2,0	2,2	2,5	3,0	333 (60)
Заводское или базовое	2	двухслойное полимерное ³⁾ : - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиолефина	2,0	2,2	2,5	3,0	333 (60)
Заводское базовое или трассовое	3	На основе полиуретановых смол	1,5	2,0	2,0	2,0	353 (80)
Заводское или базовое	4	На основе эпоксидных красок	0,35		-		353 (80)
Заводское или базовое	5	Стеклоэпалевое: - однослойное - двухслойное	0,3 0,4	0,3 0,4	-	-	423 (150) 423(150)
Заводское или базовое	6	Комбинированное на основе полимерной ленты и экструдированного полиолефина: - грунтовка битумная или битумно-полимерная; - мастика битумная модифицированная или асфальтосмолистая толщиной 0,8 – 1,0мм; - защитный слой на основе экструдированного полиолефина	2,5	3,0	-	-	313 (40)
Заводское или базовое	7	Комбинированное на основе мастики и экструдированного полиолефина:	2,2	2,5	2,8	3,5	313 (40)

1	2	3	4	5	6	7	8
Заводское или базовое	7	- грунтовка полимерная; - лента изоляционная липкая толщ ной не менее 0,45 мм в один слой; - защитный слой на основе экс трудированного полиолефина	2,2	2,5	2,8	3,5	313 (40)
Заводское или базовое	8	На основе термоусаживающихся материалов	1,2	1,8	2,0	2,4	373 (100)
Базовое	9	Ленточное полимерное ⁵⁾ : - грунтовка полимерная; - лента изоляционная липкая тол щиной не менее 0,6 мм;	1,2	1,8	2,4	-	313 (40)
Базовое	10	Ленточное полимерное ⁵⁾ : - грунтовка полимерная; - лента изоляционная термостой кая полимерная толщиной не ме нее 0,6 мм; - обертка защитная термостойкая толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем	1,2	1,8	2,4	-	353 (80)
Базовое	11	Мастичное полимерное армиро ванное ⁶⁾ : - грунтовка полимерная; - мастика изоляционная битумно-по лимерная толщиной не менее 2,0 мм; - нитепрошивная стеклосетка, про питанная битумно-полимерной мас тикой, толщиной не менее 1,8 мм; - лента изоляционная липкая толщ ной не менее 0,6 мм; - обертка защитная полимерная тол щиной не менее 0,6 мм в один слой	5,0 (для труб диаметром до 1220 мм включительно)				313 (40)
Трассовое или базовое	12	Мастичное: - грунтовка битумная или битум но-полимерная; - мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная или на основе асфальтосмолистых соединений толщиной не менее 3,0 мм; - рулонный армирующий материал; - мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная или на основе асфальтосмолистых соединений толщиной не менее 3,0 мм;	6,0		-		313 (40)

1	2	3	4	5	6	7	8
Трассовое или базовое	12	- рулонный армирующий материал; - обертка защитная	6,0			-	313 (40)
Трассовое	13	Комбинированное на основе мастики и полимерной ленты ⁶⁾ : - грунтовка битумно-полимерная; - мастика изоляционная на основе битума или асфальтосмолистых соединений; - лента полимерная толщиной не менее 0,4 мм; - обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм	4,0			-	313 (40)
Трассовое	14	На основе термоусаживающихся материалов	1,2	1,2	1,2	2,0	373 (100)
Трассовое	15	Ленточное полимерное: - грунтовка полимерная; - лента изоляционная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм; - обертка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм	1,2			-	313 (40)
Трассовое	16	Ленточное полимерное: - грунтовка полимерная; - лента изоляционная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм в два слоя; - обертка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм	1,8	1,8	1,8	-	313 (40)
Трассовое	17	Ленточное полимерное термостойкое: - грунтовка полимерная; - лента изоляционная полимерная толщиной не менее 0,6 мм; - обертка защитная термостойкая толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем	1,2	1,2	1,2	-	353 (80)
Трассовое	18	Ленточное полимерно-битумное ⁶⁾ - грунтовка битумно-полимерная; - лента полимерно-битумная толщиной не менее 1,5 мм в два слоя; - обертка защитная полимерная липкая толщиной не менее 0,6 мм ⁷⁾	3,0	3,0	3,0	3,6	313 (40)

1	2	3	4	5	6	7	8
Трассовое	19	Ленточное полимерное с вулканизирующим слоем (адгезивом) ⁸⁾ : - грунтовка полимерная вулканизирующаяся; - лента изоляционная полимерная с вулканизирующим слоем толщиной не менее 0,6 мм в один или два слоя; - обертка защитная полимерная пипкая толщиной не менее 0,6 мм в один слой	1,2	1,2	1,2	1,8	313 (40)
Защитные покрытия нормального типа							
Трассовое	20	Ленточное: - грунтовка полимерная или битумно-полимерная; - лента изоляционная полимерная липкая в один или два слоя общей толщиной не менее 0,7 мм; - обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 мм	1,2 (кроме диаметра 820 мм)		-		303 (30)
Трассовое	21	Ленточное полимерно-битумное: - грунтовка битумно-полимерная; - лента полимерно-битумная толщиной не менее 1,5 мм; - обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,5 ⁷⁾ мм	2,0 (кроме диаметра 820 мм)		-		303 (30)
Трассовое	22	Мастичное: - грунтовка битумно-полимерная; - мастика изоляционная на основе битумов или мастика изоляционная битумно-полимерная толщиной не менее 2,0 мм; - рулонный армирующий материал; - мастика изоляционная на основе битумов или мастика изоляционная битумно-полимерная толщиной не менее 2,0 мм; - обертка защитная	4,0 (кроме диаметра 820 мм)		-		303 (30);

1) Для сохранения покрытия заводского или базового нанесения в период транспортирования, погрузочно-разгрузочных работ и складирования трубопроводов необходимо принять специальные меры, исключающие механические повреждения покрытий.

2) Под максимальной температурой эксплуатации понимается максимальная температура транспортируемого продукта.

3) Толщина покрытий над усилением сварного шва должно быть не

менее 1,5 мм для трубопроводов диаметром не более 820 мм и не менее 2,5 мм - для трубопроводов диаметром 1020 мм и более.

4) Для трубопроводов диаметром не более 114 мм допускается толщина покрытия 2,2 мм.

5) Для трубопроводов диаметром 530 мм и более конструкция защитного покрытия состоит из двух слоев изоляционной ленты и одного или двух слоев защитной обертки.

6) Данная конструкция допускается к применению на нефте- и нефтепродуктопроводах.

7) Для трубопроводов диаметром до 820 мм при пролегании трубопроводов в мягких грунтах допускается применение покрытия без обертки по согласованию с заказчиком и Госгортехнадзором России.

8) Применяется для переизоляции газопроводов со сроком амортизации более 10 лет.

Основные требования к защитным покрытиям нормального и усиленного типов приведены в табл. И. 2 .

Таблица И.2

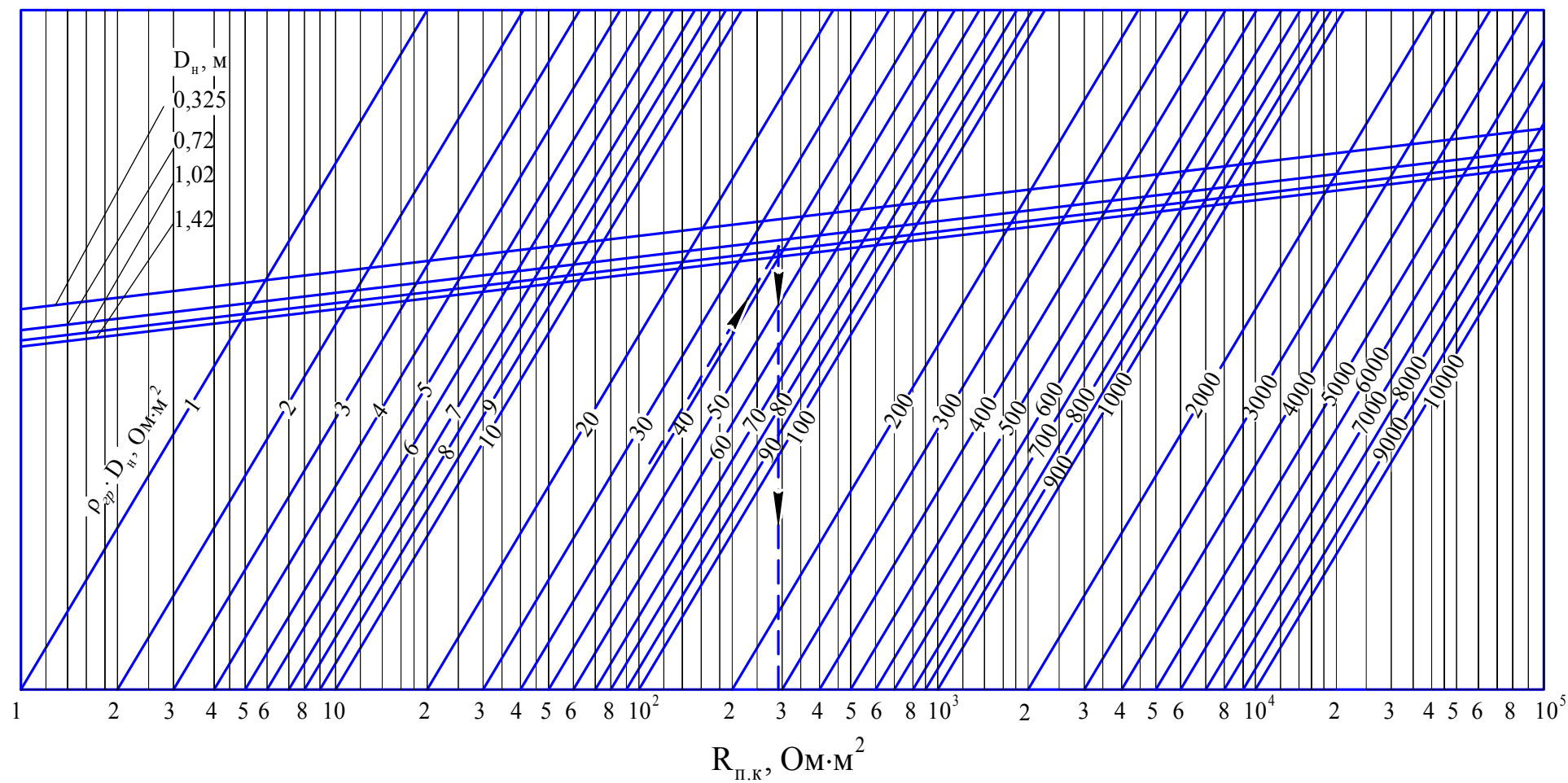
Требования к покрытиям нормального и усиленного типа

Показатель	Норма	Номер покрытия по табл. И. 1
Переходное сопротивление покрытия в 3%-ом растворе NaCl при температуре 293 К (не менее), Ом·м ²		
- нормальный тип	$5 \cdot 10^6$	20,21,22
- усиленный тип	10^{10}	1,2,8,14
	10^8	3,4,6,7,10,11,12,13,15,16,17,18,19
Сопротивление изоляции не законченных строительством и засыпанных участках трубопроводов при температурах выше 273 К, Ом·м ²		
- нормальный тип	$5 \cdot 10^4$	20,21,22
- усиленный тип	$1 \cdot 10^5$	1,2,3,8,14
	$1 \cdot 10^5$	4,6,7,10, 13, 15, 16, 17, 19
	$5 \cdot 10^4$	11,12,18

Допускается применять покрытия:

- на основе липких полимерных лент на трубопроводах диаметром не более 820 мм;
- на основе битумов на трубопроводах диаметром не более 820 мм;
- стеклоэмалевые покрытия на трубопроводах диаметром не более 530 мм.

Номограмма для определения конечного переходного сопротивления «труба – земля»



**Удельное электрическое сопротивление грунта различного химсостава
при водонасыщении $J_t=0 - 0,96$ и температуре от $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$
(по данным Е. М. Сергеева)**

Вид грунта	Удельные электрические сопротивления, Ом · м
<i>Скальные грунты</i>	
Аргиллиты	4 – 40
Алевролиты	1 – 500
Базальты, граниты	400 – 10000
Доломиты	1 – 6000
Известняки плотные	40 – 4000
Известняки рыхлые и ракушечные	2 – 200
Конгломераты	9 – 2000
Сланцы глинистые	200 – 900
Песчаники плотные	20 – 1000
Песчаники рыхлые	0,4 – 14
<i>Рыхлые грунты</i>	
Пески	0,3 – 1000
Глины алюмосиликатные и кварцевые	0,8 – 20
Глины карбонатные	3 – 30
Суглинки	5 – 200
Супеси	5 – 500

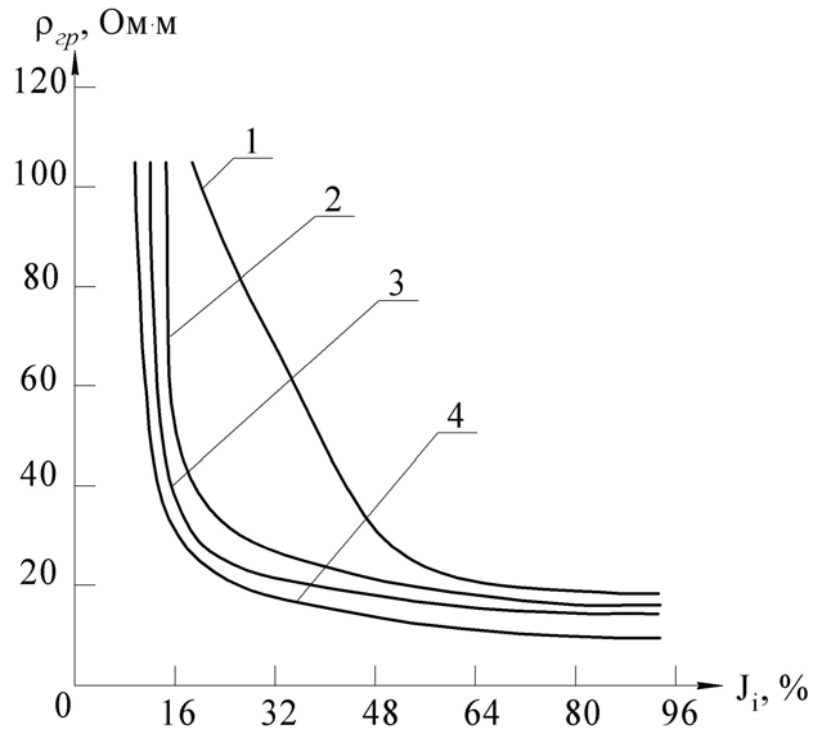


Рис. Л.1. Зависимость удельного электрического сопротивления грунтов от водонасыщения: 1 – песок; 2 – супесь; 3 – суглинок; 4 – глина ^{*)}

^{*)} по данным Е. М. Сергеева и Л. П. Терентьевой

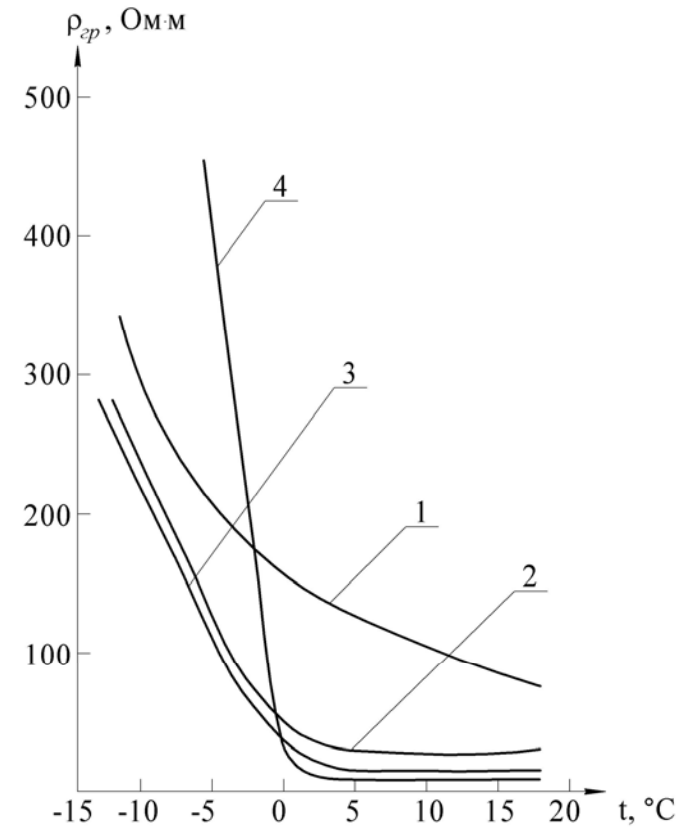


Рис. Л.2. Зависимость удельного электрического сопротивления красных тяжелых суглинков и глин от температуры при разных значениях весовой влажности W : 1 – 6,5%; 2 – 12,5%; 3 – 21%; 4 – 30,2% ^{**)}

^{**)} по данным Е. М. Сергеева и Р. И. Злочевской

**Этапы, величины давлений и продолжительность испытаний
трубопроводов на прочность и проверка их на герметичность[123]**

Категория участка	Назначение участков магистральных трубопроводов	Этапы испытания на прочность и проверка на герметичность	Давление				Продолжительность, ч		
			при испытании на прочность			при проверке на	при испытании на прочность		При проверке на герметичность
			в верхней точке (не менее)	в нижней точке	Пневматическим способом		гидравлическим способом	пневматическим способом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
В	Газопроводы внутри зданий и в пределах территорий компрессорных и газораспределительных станций, станций подземного хранения газа, а также трубопроводы топливного и пускового газа	После укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	—	$P_{зав}(B)$	Не испытываются	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб.}$	24	—	Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п. 2 примечаний
II	Переходы нефти и нефтепродуктов через водные преграды и прилегающие участки	1-й этап – после сварки на ступе или площадке, но до изоляции (только участки, укладываемые с помощью подводно-технических средств) 2-й этап – после укладки, но до засыпки для трубопроводов категорий: В I 3-й этап – одновременно с прилегающими участками категорий: I – II III – IV	—	$P_{зав}(B)$ или $P_{зав}(I)$	То же		6	—	
			$1,5P_{раб}$ $1,25P_{раб}$	$P_{зав}(B)$ $P_{зав}(I)$	» »		12 12	—	
			$1,25P_{раб}$ $1,1P_{раб}$	$P_{зав}(I-II)$ $P_{зав}(III-V)$	» »		24 24		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Нефте- и нефте-продуктопроводы внутри зданий и в пределах территорий перекачивающих насосных станций	После укладки и за сыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	—	$P_{зав} (I)$	»	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб}$	24		Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п. 2 примечаний
I	Узлы подключения перекачивающих насосных и компрессорных станций, всасывающие и нагнетательные трубопроводы, а также узлы пуска и приема очистных устройств между охранными кранами газопроводов или между задвижками нефте- и нефтепродуктопроводов	1 -й этап — после укладки и засыпки или крепления на опорах 2-й этап — одновременно с прилегающими участками категорий:	—	$P_{зав} (I)$	Не испытываются		24	—	
		I-II	$1,25P_{раб}$		То же		24	—	
		III-IV	$1,1 P_{раб}$		»		24	—	
I	Переходы магистральных газопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки	1-й этап – после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции (только участки, укладываемые с помощью подводно-технических средств)	—	$P_{зав} (I)$	»		6	—	
		2-й этап – после укладки, но до засыпки	$1,25P_{раб}$	$P_{зав} (I)$	$1,1 P_{раб}$		12	12	
		3-й этап – одновременно с прилегающими участками категорий:							
		I – II	$1,25P_{раб}$	$P_{зав} (I-II)$	$1,1 P_{раб}$		24	12	
		III – IV	$1,1 P_{раб}$	$P_{зав} (I-IV)$	$1,1 P_{раб}$		24	12	

Продолжение прилож. М

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Переход через железные и автомобильные дороги; пересечения с воздушными линиями электропередач напряжением 500 кВ и более	1-й этап — до укладки и засыпки или крепления на опорах 2-й этап — одновременно с прилегающими участками категорий:	—	$P_{зав} (I)$	Не испытывается	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб}$	24	—	Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п. 2 примечаний
		I – II	$1,25P_{раб}$	$P_{зав} (I-II)$	$1,1 P_{раб}$ (только газопроводы)		24	12	
		III – IV	$1,1 P_{раб}$	$P_{зав} (I-IV)$	То же		24	12	
I, II	Переходы газа-, нефте- и нефтепродуктопроводов через болота III типа	Одновременно с прилегающими участками категорий (если требования об испытании в два этапа специально не оговорены проектом):							
		I – II	$1,25P_{раб}$	$P_{зав} (I-II)$	$1,1 P_{раб}$ (только газопроводы)		24	12	
		III – IV	$1,1 P_{раб}$	$P_{зав} (III-IV)$	То же		24	12	
I, II	Участки нефте- и нефтепродуктопроводов протяженностью не менее расстояния между соседними линейными задвижками	1 -й этап — после укладки и засыпки или крепления на опорах 2-й этап — одновременно с прилегающими участками категорий:	$1,25P_{раб}$	$P_{зав} (I-II)$	Не испытываются		24	—	
		I – II	$1,25P_{раб}$	$P_{зав} (I-II)$	То же		24	—	
		III - IV	$1,1 P_{раб}$	$P_{зав} (III-IV)$	»		24	—	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
II, III, IV	Участки трубопроводов, кроме указанных выше	—	$1,1 P_{\text{раб}}$	$P_{\text{зав}}$ (III-IV)	$1,1 P_{\text{раб}}$ (только газопроводы) То же	Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{\text{раб}}$	24	12	Продолжительность проверки на герметичность принимается в соответствии с п. 2 примечаний
II IV	Трубопроводы или их участки, построенные из цельнотянутых труб	—	$1,25 P_{\text{раб}}$	$1,5 P_{\text{раб}}$, но не выше $P_{\text{зав}}$	$1,1 P_{\text{раб}}$ (только газопроводы)		24	12	

Примечание: 1. Индексами обозначены следующие величины: $P_{\text{зав}}$ (В), $P_{\text{зав}}$ (I-II), $P_{\text{зав}}$ (III-IV) – гарантированные заводом испытательные давления без учета осевого подпора, определяемые по ТУ на трубы, уложенные на участках соответствующих категорий; $P_{\text{раб}}$ – рабочее (нормативное) давление, устанавливаемое проектом.

2. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трасы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч.

3. При совместном испытании на прочность участков категории I (II) с участками III (IV) категорий нижняя точка принимается за участке III (IV) категории, при этом испытательное давление в любой точке этих участков не должно превышать величины заводского испытательного давления.

4. Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на рабочее давление с коэффициентом 1,25 (испытываемых трубопроводов)

Характеристика 1 м длины трубы с балластными грузами

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Чугунные грузы			Железобетонные кольцевые грузы			Сплошное обетонирование (в опалубках)				
		Масса трубы на суше с грузами, кг	Плаву- честь трубы, кг	Расстоя- ние между грузам, м	Масса трубы на суше, кг	Плаву честь трубы, кг	Объем бетона на 1 м длины трубы, м ³	Масса, кг		Плаву честь трубы, кг	Толщина бетонного покрыт, мм	Объем бетона на 1 м длины трубы, м ³
								балласта трубы на суше	трубы с покрытием на суше			
325	10	135,7	17,1	7,06	156,9	18,6	0,025	36,9	117,0	14,4	14,9	0,016
	11	134,5		9,37	150,4	18,2	0,019	22,3	110,0	13,6	9,1	0,010
377	9	179,3	22,1	4,18	222,2	25,2	0,050	92,9	177,4	20,9	31,2	0,040
426	8	226,2	27,4	3,05	294,75	32,3	0,080	159,9	245,6	28,1	46,5	0,070
	9	224,6		3,40	286,1	31,8	0,071	140,8	236,5	27,4	41,4	0,061
	10	223,0		3,84	277,5	31,3	0,063	121,8	227,6	26,7	36,2	0,053
	11	221,3		4,40	268,9	30,8	0,055	102,9	218,7	26,0	30,9	0,045
	12	219,7		5,14	260,4	30,3	0,047	84,1	209,8	25,3	25,6	0,036
530	6,5	342,8	40,6	2,02	476,1	50,2	0,155	330,3	418,2	46,4	75,1	0,144
	7	341,8		2,09	470,7	49,9	0,150	318,3	412,5	46,0	72,6	0,138
	7,5	340,7		2,16	465,2	49,6	0,145	306,2	406,8	45,5	70,2	0,133
	8	339,7		2,24	459,8	49,3	0,140	294,2	401,2	45,1	67,7	0,128
	8,5	338,7		2,33	454,4	49,0	0,134	282,2	395,5	44,7	65,2	0,123
	9	337,7		2,42	448,9	48,65	0,129	270,3	389,8	44,2	62,7	0,118
720	8	606,8	71,5	2,63	857,0	89,5	0,291	637,45	783,0	86,5	106,3	0,277
	9	604,0		2,76	841,9	88,6	0,276	604,1	767,2	85,2	101,3	0,263
	10	601,2		2,91	827,1	87,8	0,263	571,3	751,8	84,4	96,4	0,248
	11	598,4		3,07	812,3	86,9	0,249	538,7	736,4	82,8	91,5	0,234
	12	595,6		3,26	797,5	86,0	0,235	506,2	721,0	81,6	86,5	0,220
	22	598,1			652,5	77,6	0,098	186,0	570,0	69,8	34,0	0,081
820	9	775,1	91,2	2,04	1098,3	114,5	0,375	830,2	1016,3	112,0	121,6	0,361
	10	771,9		2,13	1081,3	113,5	0,360	792,8	998,7	110,8	116,7	0,345
	11	768,7		2,22	1064,4	112,5	0,344	755,55	981,1	109,4	111,8	0,328
	12	765,5		2,33	1047,6	111,5	0,328	718,3	963,5	108,0	106,9	0,312
	14	759,2		2,58	1014,0	109,6	0,296	644,2	928,6	105,3	96,9	0,280
	16	752,8		2,89	980,6	107,6	0,265	570,4	893,8	102,6	86,7	0,248
1020	11	1207,3	142,0	1,30	1712,7	178,4	0,587	1293,7	1575,0	173,7	152,3	0,562
	12	1203,3		1,35	1691,6	177,2	0,567	1247,2	1553,1	171,9	147,4	0,542
	14	1195,3		1,45	1649,5	174,7	0,528	1154,4	1509,3	168,5	137,6	0,502
	16	1187,4		1,56	1607,7	172,3	0,488	1061,9	1465,7	165,1	127,7	0,462
	17	1183,4		1,63	1586,8	171,1	0,469	1015,9	1443,9	163,4	122,7	0,442
	20	1171,6		1,86	1524,1	167,4	0,410	878,2	1379,0	158,3	107,5	0,382
	21,5	1165,7		2,01	1493,4	165,6	0,381	809,7	1346,6	155,8	99,8	0,352
1220	12	1699,2	199,0	1,62	2438,6	252,3	0,859	1915,4	2281,9	250,6	187,8	0,833
	14	1689,6		1,71	2388,1	249,3	0,812	1803,9	2229,3	246,5	178,1	0,784
	15,2	1683,9		1,77	2357,9	247,6	0,783	1737,2	2197,8	244,0	172,3	0,755
	16	1680,1		1,82	2337,8	246,4	0,764	1692,8	2176,9	242,4	168,3	0,736
	16,8	1676,3		1,86	2317,7	245,2	0,745	1648,4	2156,0	240,7	164,4	0,717
	20	1661,1		2,07	2237,6	240,5	0,670	1471,7	2072,6	234,2	143,5	0,640
1420	14	2269,5	265,7		3263,4	337,2	1,155	2592,7	3088,7	339,2	218,6	1,127
	17	2252,8			3175,2	332,1	1,072	2398,2	2996,9	332,0	204,0	1,043
	20	2236,2			3087,5	326,9	0,989	2204,5	2905,5	324,8	189,2	0,958

Примечание

1. Масса трубы принята с учетом толщины футеровки 24 и 32 мм при диаметре трубы соответственно до 1000 мм и 1000 мм и более.

2. Плотность бетона, принята 2300 кг/м³.

Теоретические коэффициенты концентрации напряжений на дефектах строительного и эксплуатационного происхождения

1. Дефекты сварного шва стыкового происхождения

$$\alpha_{\sigma} = \alpha_{\phi} \cdot \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_{\Pi} ,$$

где α_{ϕ} – коэффициент формы шва; α_{Γ} – коэффициент геометрических отклонений; α_{Π} – коэффициент подреза сварного стыка.

$$\alpha_{\phi} = 1 + \left[\frac{\rho}{\delta} \left(14 \frac{\delta}{b} + 1,7 \frac{\delta}{\Delta} + 5 \right) \right]^{-0,5} ,$$

где ρ – радиус перехода от сварного шва к трубе; δ – толщина стенки трубы; b – ширина сварного шва; Δ – высота усиления сварного шва;

$$\alpha_{\Gamma} = 1 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 ;$$

$$\alpha_1 = 3 \frac{s}{\delta} ;$$

$$\alpha_2 = \frac{6 \cdot b}{\delta} \cdot \operatorname{tg} \beta ;$$

$$\alpha_3 = 3\gamma \frac{\delta}{R} \left[1 + 4(1 - \mu^2) \frac{p}{E} \left(\frac{R}{\delta} \right)^3 \right]^{-0,5} ,$$

где s – радиальное смещение кромок сварного соединения; β – угловатость сварного шва, град; $\gamma = (D_{\max} - D_{\min})/D$ – параметр, учитывающий овальность трубы; D , $D_{\max}$, $D_{\min}$ – номинальный, максимальный и минимальный значения наружного диаметра трубы; $R = D/2$ – радиус трубы; μ , E – коэффициент Пуассона и модуль упругости стали; p – рабочее давление в трубопроводе;

$$\alpha_{\Pi} = 1 + 0,58 \sqrt{\frac{a}{\rho}} ,$$

где a – глубина подреза; ρ – радиус в вершине подреза.

2. Коррозионные язвы.

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 3,57 \frac{b}{d} \cdot \frac{1,12 - 0,96(b/d)}{1 - (b/d)(1 - 1,5b/d)} ,$$

где d – диаметр язвы; b – глубина язвы; δ – толщина стенки трубы;

3. Механические риски, царапины, надрезы и задиры, характеризующиеся длиной ℓ , шириной d , глубиной b и радиусом закругления в вершине ρ для трубы с толщиной стенки δ .

3.1 Длинные дефекты ($\ell > 10 d$):

- при $b \leq \delta/2$

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 2\sqrt{\frac{b}{\rho} \cdot \frac{\delta}{\delta - b}} \quad \text{или}$$

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 4\frac{b}{d} \cdot \frac{\delta}{\delta - d} ;$$

• при $b > \delta / 2$

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 4\frac{b}{d} \cdot \frac{\delta}{\delta - b} \left[1 + \frac{3(2b - \delta)}{\delta - b} \right] .$$

3.2 Короткие дефекты ($d < 1 < 10 d$):

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 3,57\frac{b}{d} \cdot \frac{1,12 - 0,96b/1}{1 - b/\delta(1 - 1,5b/1)} .$$

4. Вмятины стенки трубы:

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 2,1\frac{b}{\delta} + 0,475\left(\frac{b}{\delta}\right)^2 - \frac{d}{D_n} \left[5\frac{b}{\delta} - 0,75\left(\frac{b}{\delta}\right)^2 \right] ,$$

где b – глубина вмятины; δ – толщина стенки трубы; d – диаметр вмятины; D_n – наружный диаметр трубы.

Область применения формулы:

$$0,1 \leq \frac{d}{D_n} \leq 0,3; \quad 0 < \frac{b}{\delta} < 2 .$$

Приложение П

КАРТЫ РАЙОНИРОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО КЛИМАТИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

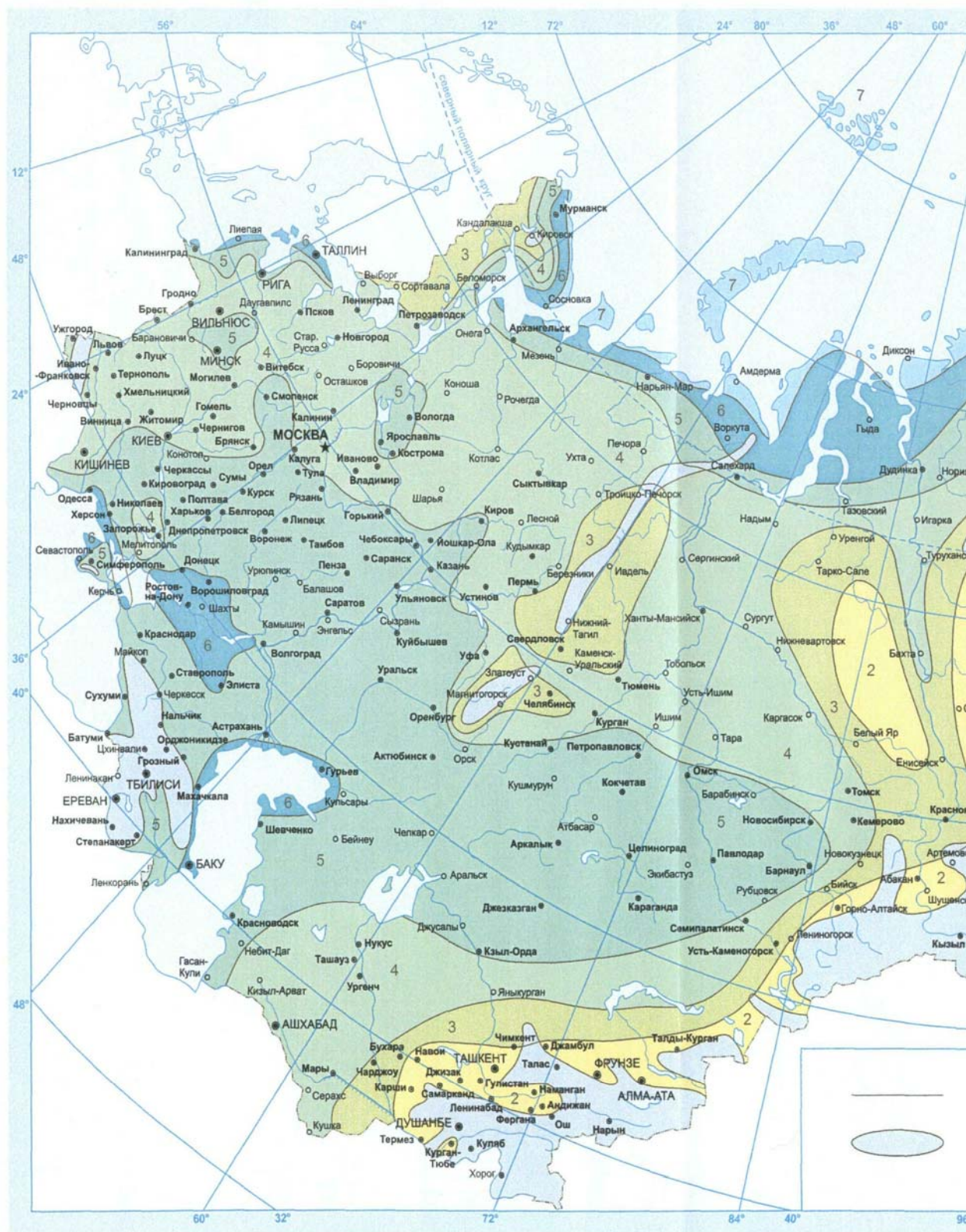


ПО РАСЧЕТНОМУ ЗНАЧЕНИЮ ВЕСА СНЕГОВОГО ПОКРОВА ЗЕМЛИ

Карта 1



РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПО СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ВЕТРА, М/С, ЗА ЗИМНИЙ ПЕРИОД

Карта 2



РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ

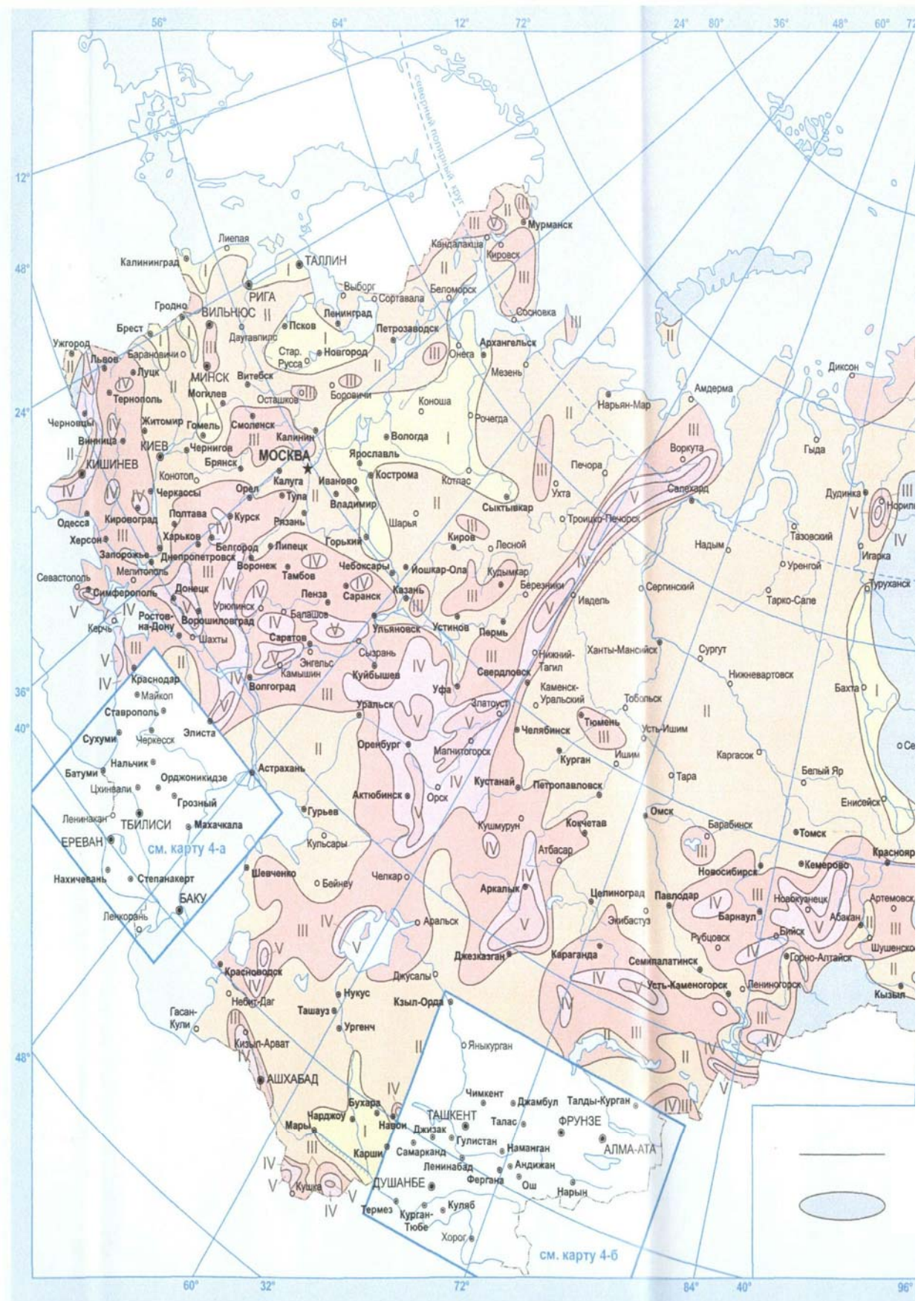


ФЕДЕРАЦИИ ПО ДАВЛЕНИЮ ВЕТРА

Карта 3



РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ



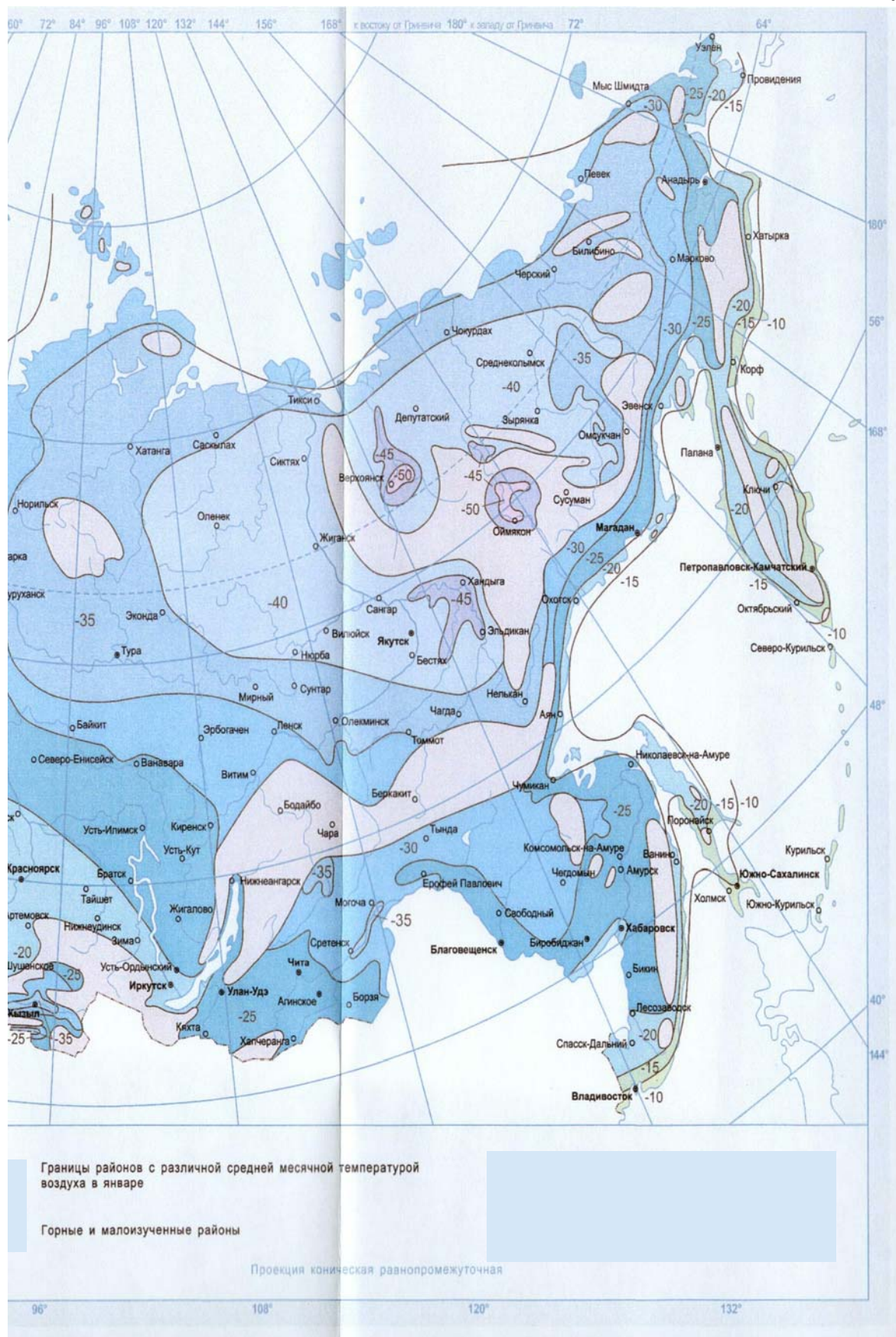


РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

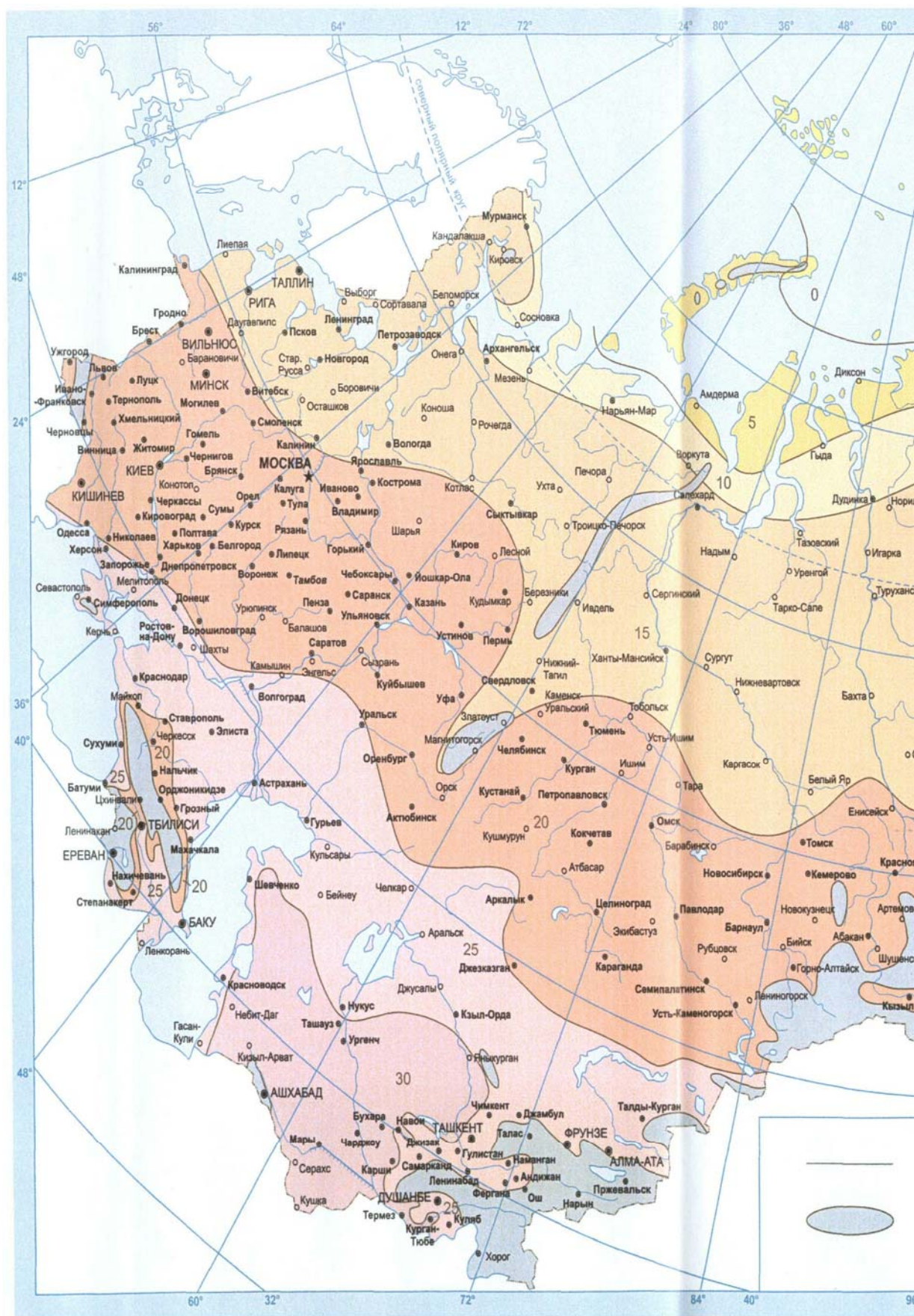


Продолжение прилож. П
ПО СРЕДНЕЙ МЕСЯЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА, °С, В ЯНВАРЕ

Карта 5



РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Продолжение прилож. П
ПО СРЕДНЕЙ МЕСЯЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ВОЗДУХА, °С, В ИЮЛЕ

Карта 6



РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО НАИБОЛЕЕ ХОЛОДНЫМ СУТОК ОТ СРЕДНЕЙ МЕСЯЧНОЙ

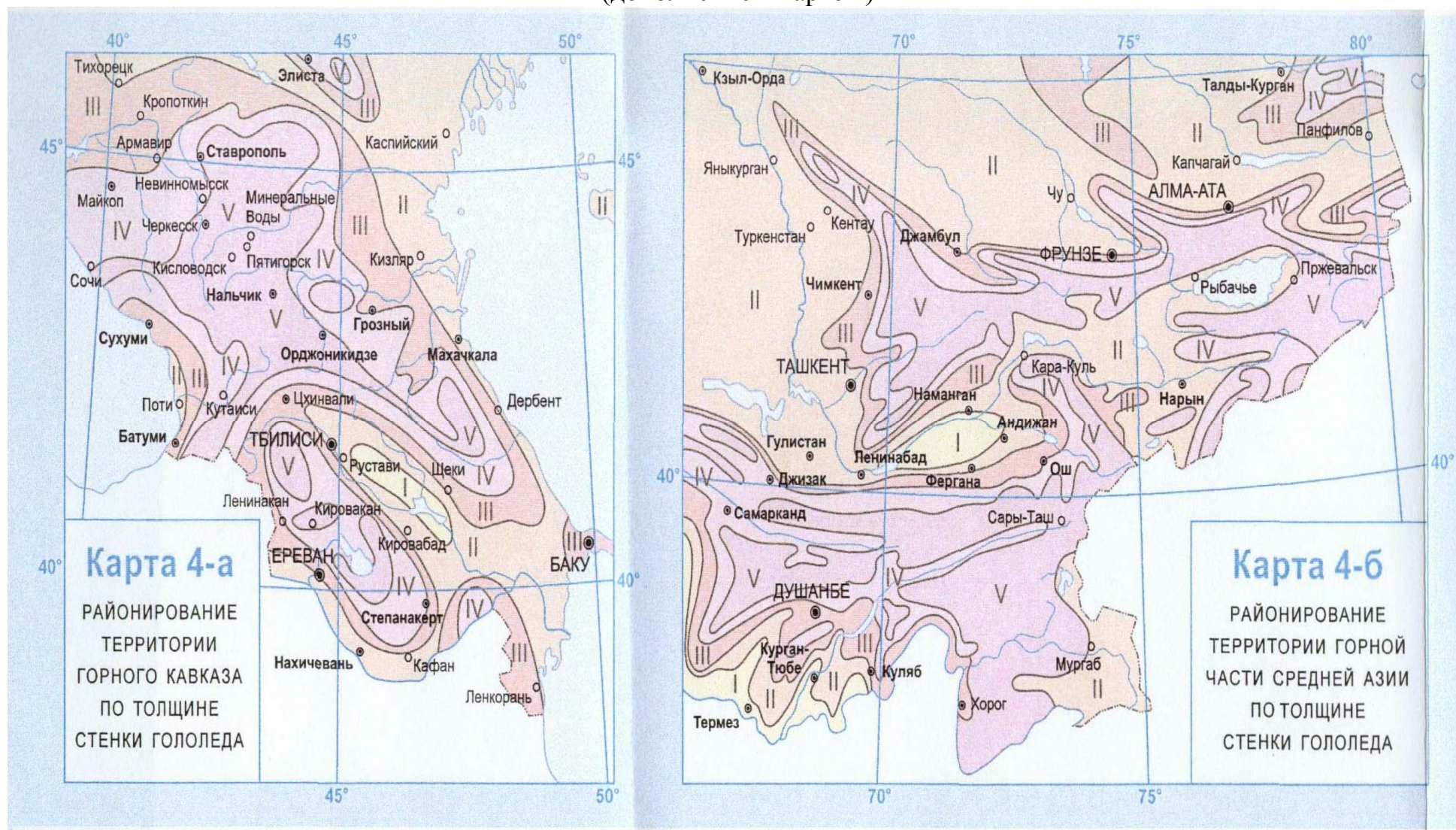


**ОТКЛОНЕНИЮ СРЕДНЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА
ТЕМПЕРАТУРЫ, °С, В ЯНВАРЕ**

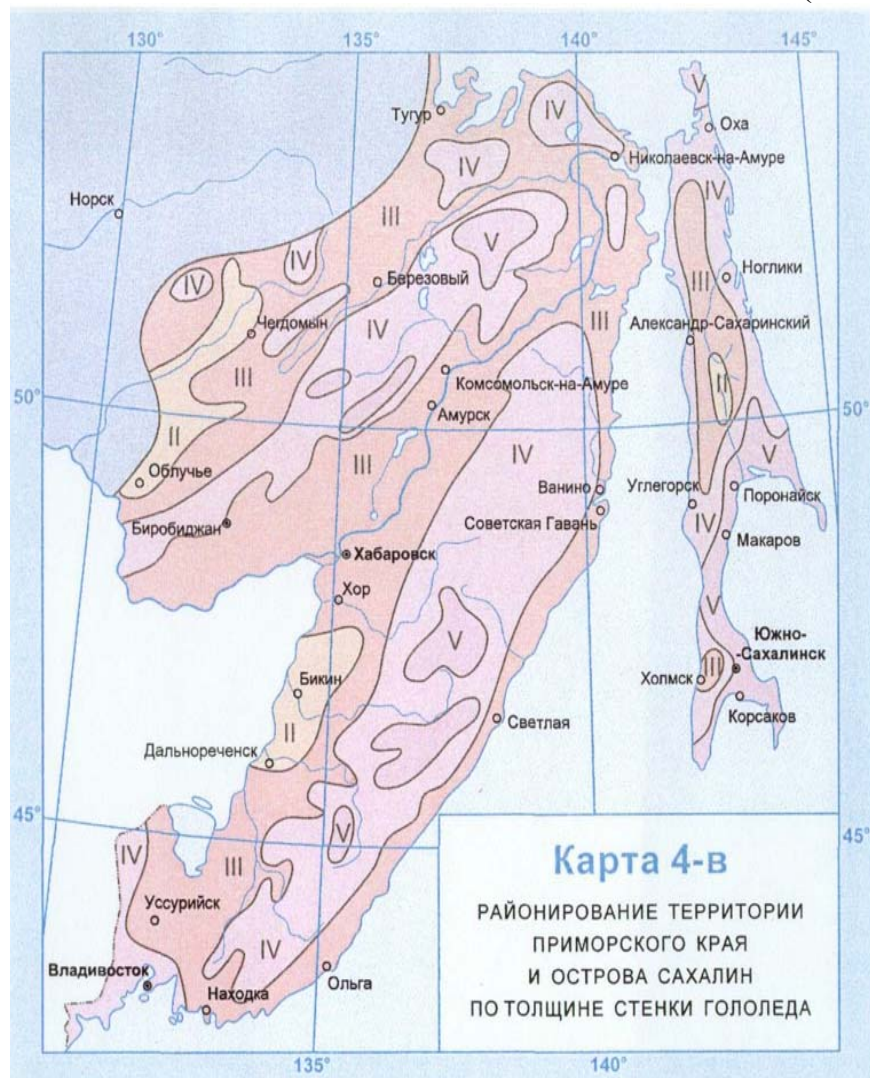
Карта 7



(дополнение к карте 4)



(дополнение к карте 4)



(дополнение к карте 4)



Учебное издание

Быков Леонид Иванович
Мустафин Фаниль Мухаметович
Рафиков Салават Кашфиевич
Нечваль Андрей Михайлович
Лаврентьев Александр Евгеньевич

ТИПОВЫЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ И РЕМОНТЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Заведующий редакцией
Главный редактор, проф. Л.И. Быков
Редакторы Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков
Технический редактор С.Л. Кириллов
Корректоры И.Р. Фархетдинов, Р.А. Харисов
Компьютерная верстка С.Л. Кириллов,
А.И. Сидоров., Ю.Ю. Файзуллина, А.Ю. Спащенко

ООО «Недра»
192141, Санкт-Петербург, ул. Фарфоровская, 18.
Тел.: (812) 567560, 560-05-02

Подписано в печать 1.11.2005. Формат 60×88 ¹/₁₆.
Гарнитура «BaltikaC». Усл. печ. л. 46.54. Уч.-изд.л. 54.69.
Тираж 1000. Заказ