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.

622.276/07
И-97

УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

А.А.Ишмурзин

ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА, ОСВОЕНИЯ И УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Допущено Учебно–методическим объединением вузов
Российской Федерации по высшему нефтегазовому
образованию в качестве учебного пособия
для подготовки дипломированных специалистов
по направлениям 65.07.00 «Нефтегазовое дело»
специальности 09.06.00 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений» и 65.73.00
«Оборудование и агрегаты нефтегазового производства»
специальности 17.02.00 «Машины и оборудование
нефтяных и газовых промыслов»

Уфа 2003

УДК 622.276.76.05(07)
ББК 33.36 Я7
И97

Утверждено Редакционно-издательским советом УГНТУ
в качестве учебного пособия

Рецензенты:
Директор ДООО «БашНИПИнефть» ОАО АНК «Башнефть»
Г.Х. Габитов

Главный механик ООО НГДУ «Уфанефть» ОАО АНК «Башнефть»
В.Р. Закиев

Ишмурзин А.А.
И97 Оборудование и инструменты для подземного ремонта, освоения и увеличения производительности скважин: Учеб. пособие. –Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. –225 с.
ISBN 5-7831-0533-3

Рассмотрены общие вопросы техники и технологии проведения подземного ремонта и технологических процессов воздействия на призабойную зону скважин. Приведены сведения о конструкциях, конструктивных схемах, технических характеристиках и рациональной эксплуатации оборудования и инструментов, применяемых в подземном ремонте скважин и при производстве технологических операций по воздействию на призабойную зону скважин. Даны примеры расчетов и конструктивных разработок машин и механизмов.

Предназначено для студентов вузов и факультетов, обучающихся по специальности 17.02.00 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» и 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также специалистов отрасли, повышающих свою квалификацию по линии ИПК.

Инв. №
Библиотека УГНТУ

УДК 622. 276. 76.05(07)
ББК 33.36 Я7

ISBN 5-7831-0533-3

© Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2003
© Ишмурзин А.А., 2003

ОГЛАВЛЕНИЕ

	с.
I. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	6
1 ПОДЪЕМНЫЕ АГРЕГАТЫ.....	6
1.1 Назначение, основные технологические требования, классификация подъемных агрегатов.....	7
1.2 Транспортная база, компоновка и характеристики самоходных подъемных агрегатов для текущего и капитального ремонта скважин.....	8
1.3 Достоинства и недостатки транспортной базы подъемных агрегатов	14
1.4 Кинематическая схема подъемного агрегата А-50М	15
1.5 Пути дальнейшего совершенствования подъемных агрегатов.....	18
1.6 Определение оптимального соотношения скоростей подъёма.....	20
1.7 Определение числа скоростей подъёма.....	23
2 ГИДРОПРИВОДЫ ПОДЪЕМНЫХ АГРЕГАТОВ.....	26
2.1 Классификация объемных гидроприводов	26
2.2 Типовая схема объемного гидропривода подъемного агрегата	27
2.3 Кинематическая схема аксиального роторно-поршневого гидромотора.....	29
2.4 Устройство и принцип действия аксиально-поршневого гидромотора	30
2.5 Гидроцилиндры и гидромоторы, применяемые в подъемных агрегатах,и их принципиальные схемы.....	33
2.6 Рабочие жидкости объемного гидропривода и требования к ним.....	36
3 МЕХАНИЗМЫ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ И РАЗВИНЧИВАНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ШТАНГ.....	38
3.1 Трубные элеваторы	38
3.2 Механические приводные ключи.....	40
3.3 Спайдеры.....	44
3.4 Ключи трубные для работы с механическими приводными ключами.....	45
3.5 Элеваторы штанговые.....	47
3.6 Ключи штанговые.....	49
3.7 Ключ цепной.....	50

4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН..... 51
4.1 Промывочные агрегаты..... 51
4.2 Техническая характеристика и кинематическая схема промывочного агрегата УН1–100-200 (Азинмаш-35), УН1Т–100-200, УН1Т – 100-250..... 53
4.3 Промывочный вертлюг типа ВП.... 56
II ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН... 58
5 ТЕХНОЛОГИЯ И АГРЕГАТЫ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА..... 58
5.1 Технология проведения гидравлического разрыва пласта 59
5.2 Требования, предъявляемые к агрегатам для ГРП..... 61
5.3 Насосные агрегаты и их характеристики..... 62
5.4 Пескосмесительные агрегаты и их характеристики..... 63
5.5 Автоцистерны и их характеристики..... 66
5.6 Скважинное оборудование и оборудование устья скважин..... 68
6 НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ..... 69
6.1 Типы и конструкции насосно-компрессорных труб..... 69
6.2 Уплотнение резьбовых соединений труб..... 72
6.3 Материалы труб и муфт к ним..... 74
6.4 Переводники для насосно-компрессорных труб..... 77
6.5 Насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями..... 78
6.6 Расчеты насосно-компрессорных труб..... 79
- Расчет тонкостенных труб на внутреннее давление..... 79
- Расчет толстостенных труб на внутреннее давление..... 80
- Расчет труб на страгивающую нагрузку..... 82
- Расчет профиля резьбы на срез 83

7 ПАКЕРЫ..... 84
7.1 Назначение, область применения, классификация пакеров... 84
7.2 Устройство и принцип действия пакера ПВМ-122-500..... 87
7.3 Конструктивная схема гидравлического пакера..... 90
7.4 Конструкция якоря ЯПГ-146-500..... 92
7.5 Комплект пакера ППГО..... 94
- Устройство пакера ППГО..... 95
- Устройство толкателя..... 96
- Устройство ловителя..... 96
- Правила эксплуатации пакера ППГО..... 96
- Снятие пакера с места установки и подъем его из скважины..... 98
- Подземный ремонт скважины, оборудованной пакером ППГО.....

7.6 Пакер П-ЯГ-Н-122-30..... 99
8 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН..... 101
8.1 Оборудование, химические реагенты и материалы, применяемые при кислотной обработке скважин..... 101
8.2 Арматура устья скважины..... 102
8.3 Насосы и насосные агрегаты..... 103
9 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ..... 108
9.1 Методы теплового воздействия на призабойную зону скважины..... 108
- Термогазохимическое воздействие (ТГХВ)..... 109
- Термоакустическое воздействие на призабойную зону пласта..... 109
- Высокочастотный электромагнитный нагрев..... 109
- Электротепловая обработка..... 110
- Воздействие паром и горячей водой..... 110

9.2 Оборудование, применяемое при нагнетании пара в пласт... 110
- Паропроизводящая установка..... 111
- Трубопроводы..... 112
- Термоизолированные трубы..... 112
- Устьевая арматура..... 112

9.3 Оборудование паронагнетательной скважины 113
Пакер..... 113
9.4 Расчет потерь тепла в стволе скважины при нагнетании теплоносителей в пласт..... 114
9.5 Пример расчета потерь тепла в стволе скважины при нагнетании теплоносителей в пласт..... 118
Список использованной литературы 122

I ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

1 ПОДЪЕМНЫЕ АГРЕГАТЫ

Работы по восстановлению заданного технологического режима функционирования скважины, связанные с извлечением скважинного оборудования на поверхность для его замены новым, называют текущим ремонтом скважины.

К текущему ремонту скважин относятся:

1) смена скважинного насоса или отдельных его элементов;

2) ликвидация обрыва или отворота насосных штанг;

3) разогрев трубного или затрубного пространства для очистки подъемной колонны от парафина;

4) смена насосно-компрессорных труб или насосных штанг полностью или частично. Если отказы связаны с отработкой ресурса, то замена труб и штанг производится в полном комплекте;

5) изменение глубины подвески скважинного насоса.

Как видим, текущий ремонт связан с восстановлением работоспособности скважинного оборудования, а не самой скважины.

К капитальному ремонту скважин относят более сложные работы, связанные с ремонтом самой скважины:

1) отключение отдельных пластов; переход на другие горизонты и приобщение новых пластов;

2) ликвидация нарушения герметичности цементного кольца и эксплуатационной колонны;

3) ликвидация сложных аварий по извлечению колонны насосно-компрессорных труб из скважины в результате полета труб, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта скважины;

4) внедрение установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров, отсекателей потока.

5) разбуривание боковых стволов в существующей скважине;

6) проведение технологических процессов, связанных с воздействием на призабойную зону скважин (ПЗС), - гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка, вибро- и термообработки, промывка растворителями и с применением ПАВ.

Текущий и капитальный ремонты скважины носят общее название – подземный ремонт скважин (ПРС).

Для выполнения указанных операций широко применяют подъемные агрегаты, которые представляют собой сложные технические устройства, оснащенные механическими, гидравлическими, пневматическими, электрическими системами, комплектом инструментов и предназначенные для спуска и подъема труб и штанг.

1.1 Назначение, основные технологические требования, классификация подъемных агрегатов

Из общего количества ежегодно выполняемых текущих ремонтов скважин 85% проводятся на скважинах, оборудованных штанговыми насосами, и около 10% - на скважинах, оборудованных погружными электронасосами. Этим объясняется специфичность оборудования и средств механизации, применяемых в подземном ремонте скважин.

Текущий подземный ремонт включает следующие операции:

1) передислокация оборудования и ремонтной бригады от одной скважины на другую;

2) подготовительные работы;

3) спускоподъемные операции;

4) операции по замене оборудования;

5) заключительные работы, проводимые по окончании спускоподъемных или других работ для подготовки оборудования к транспортировке.

Исходя из перечисленных видов операций, можно сформулировать общие технологические требования к подъемному оборудованию, применяемому для текущего ремонта скважин:

1) транспортабельность и мобильность, т.е. возможность оперативной передислокации от одной скважины к другой в любых климатических, рельефных и погодных условиях; быстрота и легкость развертывания и свертывания (монтажа и демонтажа) подъемного оборудования над устьем ремонтируемой скважины;

2) высокая производительность при спускоподъемных операциях;

3) достаточная механизация и наличие приспособлений для мелкого ремонта скважинного оборудования или замены изношенных узлов.

Кроме того, можно выделить общие, не специфические для этого типа оборудования, требования:

1) высокая надежность при минимальной массе;

2) возможность работы с меньшим количеством инструментов;

3) безопасность работы.

Одним из последних требований Госгортехнадзора к подъемным агрегатам является то, что в процессе извлечения из скважин они должны позволять накапливать трубы и штанги в вертикальном положении.

Все оборудование, применяемое при подземном ремонте скважин, классифицируется по следующим признакам:

1) по назначению:

- для проведения текущего ремонта;
- для проведения капитального ремонта;
- для освоения скважин;

2) по грузоподъемности:

- до 32 т включительно;
- свыше 32 т;

3) по транспортной базе:

- на автомобильном шасси;
- на тракторной базе.

1.2 Транспортная база, компоновка и характеристики самоходных подъемных агрегатов для текущего и капитального ремонта скважин

Для спуска и подъема различного скважинного оборудования и инструмента применяют подъемные лебедки и подъемные агрегаты.

Подъемное оборудование представляет собой комплекс из вышки (мачты), лебедки с талевой системой и приводом. Сюда же часто относят стеллажи для размещения труб и штанг.

На старых нефтегазодобывающих предприятиях вышки для подземного ремонта и стеллажи выполнялись в стационарном исполнении для каждой скважины на весь период ее эксплуатации. Спускоподъемные операции в таких случаях осуществляется лебедками, смонтированными на самоходной транспортной базе, обычно на гусеничном тракторе. Ими являются подъемные лебедки ЛПТ-8, ЛТ-11КМ, АЗИНМАШ-43П.

Подъемник, таким образом, - это сборочная единица, состоящая из лебедки, монтируемой на тракторе, автомобиле или на отдельной раме. В первом случае привод лебедки осуществляется от тягового двигателя трактора, автомобиля, в остальных - от самостоятельного двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя.

В настоящее время добыча нефти в основном осуществляется при «безвышечной» эксплуатации скважин, что позволяет резко сократить затраты металла и средств. Операции по подъему и спуску скважинного оборудования выполняются с помощью самоходных агрегатов, представляющих гусеничные или колесные транспортные машины, на которых смонтирована вышка (мачта) с лебедкой, трансмиссией и талевой системой. Подъемные агрегаты оснащены механизмом для подъема мачты в рабочее положение и опускания ее в транспортное положение.

Установки грузоподъемностью до 32 т включительно предназначены для спускоподъемных операций (СПО) при текущем подземном ремонте скважин, свыше 32 т - при капитальном ремонте и освоении скважин.

Проведение текущего ремонта скважины обеспечивается, как правило, комплексом оборудования, размещаемым на единой подъемной установке. Капитальный ремонт и освоение скважин выполняются комплексом оборудования, включающим, наряду с подъемными,

насосные, роторные установки, оборудование для приготовления и подачи промывочных растворов. В этих случаях подъемные установки выполняют одни и те же технологические функции: осуществляют многократный подъем или спуск колонны штанг и труб на высоту одной штанги или трубы, отвинчивания и свинчивания их от колонны.

Подъемные агрегаты снабжены ограничителем подъема крюкоблока, обеспечивающим безопасность проведения спускоподъемных операций.

Для обеспечения устойчивости агрегата при производстве спускоподъемных операций на номинальную грузопдъемность современные агрегаты оснащены устройством для безъякорного крепления вышки.

На современных подъемных агрегатах управление механизмами при производстве спускоподъемных операций производится из специальной кабины машиниста, имеющей независимое отопление. Управление подъемом вышки в рабочее положение – с ручного выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем длиной 25 м.

Заводы – изготовители подъемных агрегатов и установок приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Заводы – изготовители подъемных агрегатов

Подъемные агрегаты	Заводы-изготовители
А1-32, А2-32, А4-32 А5-40М, СУРС-40,	г. Стерлитамак, ОАО «Красный пролетарий»
УПТ-32, Азинмаш-37	г. Баку, Кишлинский машзавод
УПТ1-50	г. Баку, завод им. лейтенанта Шмидта
А-50У, А-50М, КОРО1-80, УПА-60 (А-50М1-02)	г. Ишимбай, Завод нефтепромыслового оборудования г. Санкт-Петербург, Машзавод
СУПР-28, СУПР-32	г. Ишимбай, Машиностроительный завод
АПРС-40	г. Тюмень, Судостроительный завод г. Нижний Новгород, Машзавод
АР-32/40М	г. Кунгур, ОАО «Кунгурский машзавод»

Отечественными заводами ранее освоено производство передвижных агрегатов с установленными на них подъемными сооружениями, которые в настоящее время применяются на нефтяных и газовых промыслах. Это АЗИНМАШ-37А, АЗИНМАШ-43А, Бакинец-3М, СУПР-25, УПТ1-50, А-50У. В последние годы на более современном техническом уровне выпускаются агрегаты А-50М, А-32, А-40, АПРС-40, УПА-60, КОРО1-80. Краткие технические характеристики подъемных

агрегатов, предназначенных для проведения текущего ремонта скважин, приведены в таблице 1.2, а капитального ремонта – в таблице 1.3.

Таблица 1.2 - Краткие технические характеристики подъемных агрегатов для текущего ремонта скважин

Основные показатели	Бакинец-3М	АзИНмаш-43А	АзИНмаш-37А
1 Максимальная грузоподъемность, т	37	32	32
2 Транспортная база	Т-100М3	Т-100МБГС	КрАЗ-255Б
3 Номинальная мощность при частоте вращения коленчатого вала 2100 об/мин, кВт (л.с.)	-	-	176,5 (240)
4 Талевая оснастка			2х3
5 Диаметр талевого каната, мм	18,5	22,5	22,5
6 Высота мачты от земли до оси кронблока, м	17,36	18	18
7 Высота подъема крюка, м	12	12	12

Агрегаты для ремонта скважин должны быть механизированы и оснащены самостоятельным пультом управления спускоподъемными операциями, расположенными в безопасном месте и снабженным контрольно-измерительными приборами, в том числе индикатором веса с записью нагрузки на крюке. С пульта управления агрегатом должны осуществляться все технологические процессы и операции на скважине при обеспечении в ходе их выполнения видимости мачты, лебедки и устья скважины.

Передвижной агрегат «Бакинец-3М» представляет собой комплекс оборудования, смонтированного на гусеничном тракторе Т -100М3, в состав которого входят: 1) мачта; 2) кронблок; 3) талевой блок с крюком; 4) сборка барабана; 5) коробка передач; 6) механизм подъема мачты.

Мачта транспортируется в сложенном виде вдвое. В отличие от других подъем вышки в рабочее положение осуществляется рычажно-винтовым механизмом.

Наибольшая грузоподъемность агрегата на первой скорости 37 т, высота мачты 18 м, диаметр бочки барабана 320 мм, длина ее 635 мм. Длина каната, умещающегося на барабане, 900 м при диаметре 18,5 мм и 2000 м при диаметре 12,5 мм. Кронблок имеет четыре канатных шкива, а талевой блок - три. Диаметр канатных шкивов 450 мм с профилем под канат диаметром 18,5 мм.

Для подземного ремонта скважин глубиной до 1500 м применяют **агрегат Азинмаш-37А** на базе автомобиля КРАЗ-255Б. Модификацией

этого агрегата является **Азинмаш-43А**, транспортной базой которого использован гусеничный трактор Т-100МБГ.

На нефтяных промыслах Башкирии применяют **самоходные установки СУПР-25**, все узлы которых смонтированы на базе трактора-подъемника. Установка состоит из мачты, талевой системы, автомата для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб АПР с гидроприводом. А-образная мачта поднимается гидравлическим домкратом. Грузоподъемность 25 т, высота до оси кронблока 15,5 м. Оснастка 2×3.

Для освоения и капитального ремонта скважин пользуются **передвижными агрегатами А-50У, А-50М, УПА-60 и КОРО1-80,** технические характеристики которых приведены в таблицах 1.3 и 1.5..

Агрегаты **А-50У, А-50М** выполняет следующие операции:

- спуск и подъем скважинного оборудования при текущем и капитальном ремонтах скважин глубиной до 3500 м с укладкой труб и штанг на мостки;
- разбуривание цементной пробки в колоннах диаметром 146, 168 мм;
- установку фонтанной арматуры;
- промывку забоя скважин и тартальные работы.

Агрегат **А-50У** состоит из трансмиссии, двухбарабанной лебедки (подъемный и тартальный барабаны), телескопической вышки с талевой системой, ротора с гидроприводом, компрессора, гидроцилиндров подъема вышки и системы управления, передней и промежуточной опор, промежуточного вала, бурового ротора, ограничителя подъема крюкоблока и опорных домкратов. Кронблок – четырехроликовый со специальным роликом для тартального каната.

Таблица 1.3 – Краткие технические характеристики подъемных агрегатов для капитального ремонта скважин

Основные показатели	А-50У	А-50М	УПА - 60	УПА - 80
1 Максимальная грузоподъемность, т	50	60	60	80
2 Транспортная база	КрАЗ - 257	КрАЗ - 65101	КамАЗ -53228	МАЗ - 537
3 Номинальная мощность при частоте вращения коленчатого вала 2100 об/мин, кВт (л.с.)	176,5 (240)	176,5 (240)	176,5 (240)	441 (600)
4 Талевая оснастка	4х3	4х3	4х3	5х4
5 Диаметр талевого каната, мм	18,5	22,5	25	28
6 Высота мачты от земли до оси кронблока, м	17,36	18	18	28
7 Высота подъема крюка, м	12	12	12	19

Грузоподъемность агрегата А-50У при работе подъемного барабана лебедки и талевой системы 4х3 приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Грузоподъемность агрегата **А-50У** при различных скоростях подъема груза

Техническая характеристика	Скорости подъема			
	I	II	III	IV
1 Скорость каната, м/с	1,088	1,900	4,170	7,800
2 Скорость талевого блока, м/с	0,181	0,317	0,695	1,200
3 Частота вращения вала барабана, 1/мин	39,8	69,8	153	268
4 Грузоподъемность, т	50	34,5	12,6	7,5

Все узлы агрегата А-50У, кроме промывочного насоса, монтируется на шасси автомашины. Промывочный насос 9МГР смонтирован на одноосном автоприцепе 2ПН-2. Привод насоса осуществляется от трансмиссии агрегата карданной передачей.

Всеми механизмами агрегата управляют, как при установке мачты в рабочее положение, так и при спускоподъемных операциях, с открытого пульта, расположенного на раме агрегата у задней опоры вышки, слева по ходу автомобиля.

Высота мачты 22 м. Оснастка талевой системы 3×4, при которой грузоподъемность 50 т. Для механического свинчивания и развинчивания труб агрегат имеет двухскоростной ротор. Привод ключа от электродвигателя. Клиновой захват ротора рассчитан на применение труб диаметром от 60 до 114 мм. Во время перевозки ротор укладывают на раму, а во время работы устанавливают на фланец эксплуатационной колонны.

Грузоподъемность агрегата **А-50М** повышена за счет изменения передаточного отношения от двигателя автомобиля к исполнительному механизму. Несущие элементы дополнительно не укреплены.

Отбор мощности на механизмы агрегата осуществляется от раздаточной коробки автомашины. Управление коробкой выведено в кабину водителя.

Привод бурового ротора в отличие от А-50У – от гидропривода. Реверсирование гидромотора достигается изменением направления потока жидкости трехпозиционным золотником, находящемся на пульте управления.

Более полные технические данные по наиболее распространенным агрегатам для капитального ремонта скважин приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Техническая характеристика агрегатов для капитального ремонта и освоения скважин

Параметры	А-50У	А-50М	УПА-60	УПА - 80
1 Максимальное натяжение каната, кН				
• подъемного	100	100	100	140
• тартального	73	73	73	73
2 Диаметр каната, мм				
• подъемного	25	25,5	25	28
• тартального	13	13	13	13
3 Вместимость барабана, м				
• подъемного	300	200	200	300
• тартального	2340	2500	2500	2500
4 Канат ограничителя подъема талевого блока				
• диаметр, мм	7,7			7,7
• длина, м	18			23
5 Охлаждение тормозов	Воздушное			
6 Высота мачты до оси кронблока, мм	22400	22400	22400	28000
7 Кронблок	четырехроликовый			
8 Максимальная статическая нагрузка на стол ротора, кН	500	600	600	800
9 Управление механизмами	Пневматическое			
10 Компрессор марки	М-155-2			
• подача, м/мин	До 0,6			
• давление, МПа	До 1			
11 Давление в гидросистеме привода ротора, МПа				
• максимальное	13	12	10	
• рабочее	8	-		
12 Промывочный насос марки	9МГР или НБ-125			
• максимальное давление, МПа	16			
• подача при максимальном давлении, л/с	6,1			
• максимальная подача, л/с	9,95			
• давление при максимальной подаче, МПа	6			

Установка УПА-60

Установка УПА-60 выполняет те же функции что и А-50М. Отличие от базовой модели агрегата А-50М заключается в следующем:

- агрегат оснащен гидравлическими опорными домкратами с механическими замками, задней и передней фундаментными балками;
- приведение агрегата в горизонтальное положение осуществляется отвесом;
- в воздушной системе агрегата используется компрессор автомобиля, где предусмотрен осушитель воздуха, два дополнительных ресивера циклонного типа.

Агрегат оснащен ограничителем подъема кронблока.

В рабочем положении вышка закрепляется четырьмя оттяжками.

Комплекс оборудования КОРО1-80

Комплекс оборудования КОРО1-80 предназначен для спуско-подъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами при разбуривании цементных мостов, ловильных работах, фрезеровании, нагнетании в скважину жидкостей и проведении работ по исследованию скважин глубиной до 5 000 м в процессе освоения и капитального ремонта. Комплекс состоит из следующих трех блоков:

- самоходной подъемной установки УПА-80, смонтированной на четырехосном автомобиле-тягаче высокой проходимости МАЗ-537;
- насосного блока БНП-15Гр, смонтированного на двухосном прицепе МАЗ-8926;
- передвижных приемных мостков МПП-80 на пневмоколесном ходу с рабочей площадкой и инструментальной тележкой.

Установка комплектуется ротором Р-360, промывочным вертлюгом ВП-80х200, механизированными ключами КГП с гидроприводом для бурильных труб диаметрами 73 и 89 мм, механизированными ключами АПР-ГП для насосно-компрессорных труб и комплектом инструмента для спускоподъемных операций.

1.3 Достоинства и недостатки транспортной базы подъемных агрегатов

Каждый вид подъемного агрегата в зависимости от того, на какой транспортной базе смонтированы его узлы и конструкции узлов, имеет ряд достоинств и недостатков.

Тракторный подъемник обладает следующими достоинствами:

- хорошей проходимостью по промысловым дорогам;
- гусеничный ход позволяет быстро установить подъемник за счет разворота его на месте.

К недостаткам тракторных подъемников относятся:

- небольшая скорость передвижения;
- ограниченность места на тракторе для размещения лебедки, в результате чего приходится применять навесные рамы со значительным вылетом. При этом из-за смещения центра тяжести увеличивается нагрузка на задние сцепления катка гусеничной тележки, что вызывает ускоренный их износ.

Автомобильные подъемники целесообразно применять при безъякорном креплении вышки, используя их мобильные качества, а именно:

- при обслуживании большого фонда неглубоких скважин и удовлетворительных промысловых дорогах;
- особенно целесообразно применять подъемные агрегаты на автомобильной транспортной базе при эксплуатации скважин вставными штанговыми насосами, т.к. при этом для ремонта насосов приходится извлекать из скважины небольшие грузы, например, колонну штанг с насосом.

К недостаткам этого вида подъемного агрегата относятся:

- постоянная нагрузка на рессоры и ходовую часть автомобиля от подъемной вышки и оборудования;
- необходимость закрепления подъемника при работе у глубокой скважины с подъемом труб.

Производство спускоподъемных операций агрегатами на автомобильной базе без крепления оттяжек его вышки к внешним якорям обеспечивается путем исключения влияния рессор на устойчивость агрегата. Частичное исключение влияния рессор на устойчивость всего агрегата достигается выдвижением передних и задних опор платформы, с помощью которых агрегат, минуя рессоры, опирается на рабочую площадку. Для полного исключения влияния рессор давление в шинах автомобиля должно быть снижено до минимально допустимой величины 0,05 МПа.

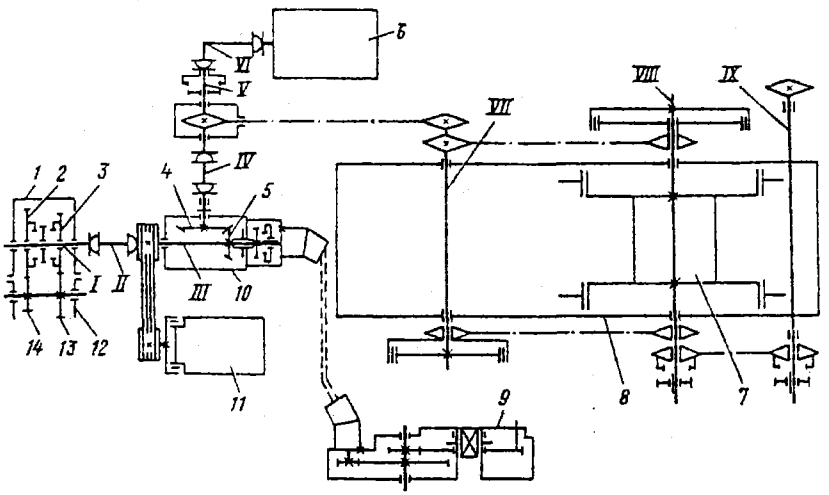
1.4 Кинематическая схема подъемного агрегата А-50М

Исходными данными для кинематического расчета любой машины служат параметры движения начального и конечного звеньев ее кинематической схемы.

В наиболее общем случае конечными звеньями являются лебедка, ротор, компрессор, гидросистема привода какого-либо оборудования и подъема мачты.

В агрегате для привода оборудования используется тяговый двигатель автомашины. Агрегат содержит трансмиссию, двухбарабанную

лебедку (подъемный и тартальный), телескопическую вышку с талевой системой, компрессор, гидроцилиндры подъема вышки, вышку, систему управления, гидросистему, ротор и промывочный насос. На рисунке 1.1 показана кинематическая схема этого агрегата.



I – вал коробки отбора мощности; II, IV, VI – карданный вал; III – вал конического редуктора; V - вал со звездочкой; VII – трансмиссионный вал; VIII – барабанный вал; IX – вал передачи к механическому приводу ротора;

1 – коробка отбора мощности; 2, 3 – зубчатые колеса коробки отбора мощности; 4, 5 – зубчатые колеса конического редуктора; 6 – промывочный насос; 7 – подъемный барабан лебедки; 8 – лебедка; 9 – ротор; 10 – конический редуктор; 11 – компрессор; 12 – раздаточная коробка автомашины; 13, 14 – зубчатые колеса раздаточной коробки

Рисунок 1.1 - Кинематическая схема подъемного агрегата А-50М

Отбор мощности идет от раздаточной коробки 1. Второй тартальный барабан размещен на трансмиссионном валу VII. Шестерни 13 и 14 раздаточной коробки автомобиля находятся в постоянном зацеплении с шестернями 3 и 2 коробки отбора мощности 1, свободно сидящими на валу I. При включении зубчатой муфты две скорости передаются валу I, затем через карданный вал II – первичному валу III раздаточного редуктора 10 с коническими шестернями 4 и 5. От вала III вращение передается встроенному в редуктор масляному насосу, который питает гидромотор привода ротора 9 и гидроцилиндры подъема вышки; масляный насос включается в работу зубчатой муфтой. От шкива,

сидящего на валу III, вращение клиновыми ремнями передается компрессору 11.

От вторичного вала конического редуктора вращение через карданный вал IV сообщается валу V, на который посажена звездочка цепной передачи привода лебедки 8. На консоли вала V на подшипниках качения установлен фланец вала, соединяемого зубчатой муфтой с карданным валом VI привода промывочного насоса 6. От вала V вращение передается трансмиссионному валу VII, который, в свою очередь, соединен цепными передачами с валом VIII подъемного барабана 7. Цепные передачи включаются шинно-пневматическими муфтами и передают валу подъемного барабана две скорости- большую и меньшую. В сочетании с двумя скоростями трансмиссионного вала они обеспечивают четыре скорости вращения подъемного барабана, жестко сидящего на шпонках барабанного вала. Трансмиссионный вал VII с помощью цепных передач, включаемого шинно-пневматической и зубчатыми муфтами, передает две скорости вращения промежуточному валу IX бурового ротора.

Вследствие того, что раздаточный редуктор агрегата получает от отбора мощности две скорости вращения, ротор и промывочный насос также имеют по две скорости вращения.

Покажем на примере лебедки метод выбора параметров передачи от привода к конечному звену кинематической схемы.

Скорость крюка у этого агрегата изменяется от 0,181 до 1,2 м/с. Выбрано четыре скорости. Скорость крюка $v_{кр}$ связана со скоростью навивки каната на барабан $v_б$ зависимостью

$$v_б = v_{кр} \cdot z, \qquad (1.1)$$

где z-число рабочих струн талевой системы.

Скорость навивки каната проверяется по приведенным предельным величинам.

Частота вращения бочки барабана

$$n_б = v_б/\pi \cdot D_P, \qquad (1.2)$$

где D_p- диаметр барабана при среднем числе рядов z_p навивки каната на бочку барабана, рассчитываемый по формуле

$$D_P = D_б + d_к + (z_p - 1)1{,}863 d_к = D_б + (1{,}863 z_p - 0{,}863) d_к. \qquad (1.3)$$

Передаточные числа звеньев трансмиссии принято обозначать по направлению от бочки лебедки к раздаточной коробке: i_{VII}, i_{IV}, i_{III}.

Отбор мощности от двигателя транспортного средства осуществляется при включении на коробке перемены передач наивысшей скорости, при которой вращение вала двигателя передается валу коробки отбора мощности без редуцирования. Передача от коробки отбора

Инв. №
Библиотека УГНТУ

мощности к барабанному валу лебедки осуществляется также с двумя скоростями. Таким образом, имеем четыре скорости на валу У111 и можем определить необходимое передаточное число всей трансмиссии от коробки передач до барабанного вала лебедки

$$i_{VII} \cdot i_{IV} \cdot i_{III} = n_6/n_1. \qquad (1.4)$$

Далее, анализируя возможные передаточные числа каждой из частей трансмиссии и находя их рациональное конструктивное решение, определяем действительные значения каждого передаточного числа, используя некоторые дополнительные рекомендации.

1 Наиболее компактную конструкцию трансмиссии обеспечивает схема при соблюдении условия $i_1 > i_2 > ... > i_n$. Счет передаточных чисел идет от исполнительного механизма, например лебедки.

2 Целесообразный ряд передаточных чисел представляет изменение его по закону геометрической прогрессии, т.е. $i_1 : i_2 : ... : i_n = 1 : \varphi : \varphi^2 : ... : \varphi^{n-1}$, где φ-знаменатель прогрессии.

1.5 Пути дальнейшего совершенствования подъемных агрегатов

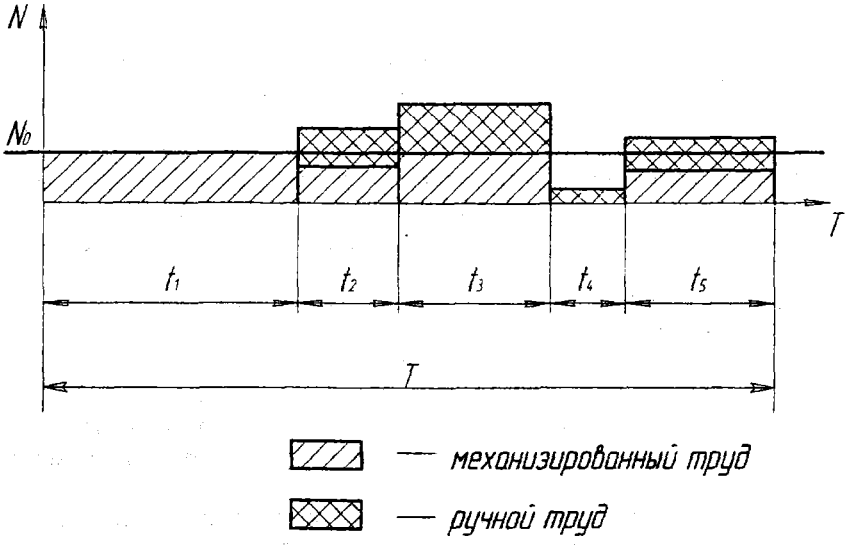
Главное внимание конструкторов оборудования для подземного ремонта постоянно сосредоточивалось на ускорении процесса подземного ремонта путем увеличения скоростей спускоподъемных операций. Для этого непрерывно увеличивались мощности привода подъемников, улучшались характеристики трансмиссии, лебедки и т.д. Одновременно стремились увеличить высоту вышки, что также способствовало ускорению спускоподъемных операций.

Совершенно недостаточное внимание уделялось вопросам транспортировки оборудования, его монтажеспособности.

Высота мачты обычно определялась рядом ее конструктивных особенностей при расположении на самоходном агрегате (вес, возможность и удобство размещения в транспортном положении, надежность в рабочем положении, что требует меньшего числа стыков телескопической мачты). В то же время стремились иметь мачту выше и обеспечить подъем трубной колонны двухтрубками для сокращения объема работ по свинчиванию и развинчиванию. При расширении механизации работ, и особенно при совмещении ряда операций спуско-подъёма, последнее требование (подъем колонны двухтрубками) теряет свою актуальность и становится выгодным иметь короткие мачты, мало веса и улучшить транспортабельность агрегата.

Анализы баланса времени на весь цикл подземного ремонта скважин (рисунок 1.2) показали, что для основных районов добычи нефти важнейшее значение приобретает сокращение времени и снижение

трудоемкости операций по транспортировке, монтажу и демонтажу спускоподъемного оборудования.



t_1- время на передислокацию бригад; t_2- время на монтажные работы; t_3- время спуско-подъемных операций; t_4- время на мелкий ремонт скважинного оборудования; t_5- время на демонтаж подъемного агрегата.

Рисунок 1.2 - Анализ баланса времени за полный цикл подземного ремонта на скважине

Из рисунка 1.2 видно, что доля времени на передислокацию оборудования ориентировочно составляет до 40% от времени на полный цикл операций по подземному ремонту. Отсюда следует, что для нефтедобывающих регионов, где нефтяные скважины имеют большой разброс по площади, особое значение имеет транспортабельность подъемных агрегатов, от которой полностью зависит время транспортных операций. Из графика также видно, что наращивание мощности привода подъемника не может дать существенного ускорения процесса подземного ремонта в целом, поскольку объем ручного труда составляет значительную долю в общем объеме работ, особенно, при спускоподъемных операциях скважинного оборудования.

При анализе времени спускоподъемных операций можно увидеть, что резерв ускорения спускоподъемных операций заложен не в ускорении подъема колонны труб или штанг, а в ускорении операций, выполняемых

ручным способом, в первую очередь свинчивания и отвинчивания труб. Этот вопрос также тесно связан с использованием трудовых ресурсов. При нехватке рабочих рук очень важно автоматизировать операции с сокращением количества работающих.

Влияние высоты вышки при высоком уровне механизации ручных операций, и особенно при совмещении выполнении их во времени, на скорость проведения подземного ремонта в целом становится весьма малым.

Увеличение мощности привода, усложнение трансмиссии и лебедки, а особенно увеличение высоты вышки; неизбежно приводят к увеличению габаритов спускоподъемного оборудования и его массы, что в свою очередь резко ухудшает транспортабельность и монтажеспособность этого оборудования.

Таким образом, исследования позволили наметить новое направление в разработке оборудования для подземного ремонта скважин с более полным учетом реальных промысловых условий основных и наиболее перспективных районов страны. Это направление позволяет полнее использовать резервы производительности труда, облегчает и улучшает условия труда. Основные условия для реализации нового направления следующие:

1) Ускорение процесса подземного ремонта надо производить за счет улучшения транспортабельности и монтажеспособности спускоподъемного оборудования путем уменьшения массы спускоподъемного оборудования, прежде всего за счет уменьшения массы привода подъемника, сокращение высоты вышки, уменьшение массы инструмента и средств механизации.

2) Облегчение спускоподъемных операций надо производить за счет механизации и автоматизации ручных операций.

3) Для обеспечения устойчивости агрегата при производстве спускоподъемных операций на номинальную грузоподъемность агрегат должен оснащаться устройством для безъякорного крепления вышки.

1.6 Определение оптимального соотношения скоростей подъёма

Оптимальное соотношение скоростей подъёма соответствует минимуму времени подъёма колонны.

Для **двухскоростного** подъемника общее время равно сумме времени подъема на I и II скоростях

$$T = t_1 + t_2 = \frac{l_1}{\upsilon_2} + \frac{l_2}{\upsilon_2} \quad , \qquad (1.5)$$

где l_1, l_2 – длины колонн, поднимаемых на скоростях υ_1, υ_2.

Из условия максимального использования установленной мощности для двухскоростного подъемника имеем

$$\left.\begin{aligned} q\,(l_1 + l_2)\,\upsilon_1 &= N_o \\ q\,(l_2)\,\upsilon_1 &= N_o \end{aligned}\right\}$$

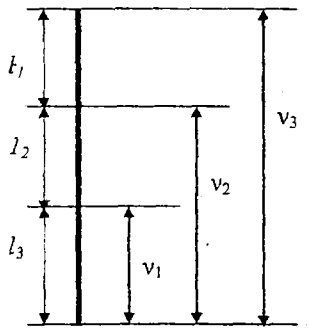


Рисунок 1.3 - Схема к определению соотношения скоростей

Совместно решив последние уравнения, получим

$$l_1 = \frac{N_0}{q\upsilon_1}\left(1 - \frac{\upsilon_1}{\upsilon_2}\right); \tag{1.6}$$

$$l_2 = \frac{N_0}{q\upsilon_2}, \tag{1.7}$$

где q – вес 1 м колонны; N_0 -установленная мощность на транспортной базе.

Подставив (1,6) и (1.7) в (1.5), получим

$$T = \frac{N_0}{q\upsilon_1^2}\left(1 - \frac{\upsilon_1}{\upsilon_2} + \frac{\upsilon_1^2}{\upsilon_2^2}\right) = \frac{N_0}{q\upsilon_1^2}\left(1 + x^2 - x\right) = \frac{N_0}{q\upsilon_1^2}\cdot f(\upsilon), \tag{1.8}$$

откуда

$$\frac{N_0}{q}\cdot\frac{1}{\upsilon_1^2} = \frac{T}{f(\upsilon)}, \tag{1.9}$$

где T – суммарное время подъёма колонны; t_1, t_2 – время подъёма на I и II скоростях; $f(\upsilon)$ - функция скорости.

Время подъёма будет минимальным при соблюдении условия: $\frac{df(\upsilon)}{dx} = 0$.

После дифференцирования имеем

$$\frac{df(\upsilon)}{dx}=\frac{d}{dx}\left(1+x^2-x\right);\ 2x-1=0;\ x=\frac{1}{2}\ ,\ \text{т. е. } \frac{\upsilon_1}{\upsilon_2}=\frac{1}{2}; \tag{1.10}$$

Для **трехскоростного** подъёмника

$$T=\sum_{i=1}^{i=3}=t_1+t_2+t_3=\frac{l_1}{\upsilon_1}+\frac{l_2}{\upsilon}+\frac{l_3}{\upsilon_3} \tag{1.11}$$

Поскольку $q(l_1+l_2+l_3)\cdot\upsilon_1=q(l_2+l_3)\cdot\upsilon_2=ql_3\upsilon_3=N_0$, то исключив из (5) l_1, l_2, и l_3, получим

$$T=\frac{N_0}{q}\left(\frac{1}{\upsilon_1^2}+\frac{1}{\upsilon_2^2}+\frac{1}{\upsilon_3^3}-\frac{1}{\upsilon_1\upsilon_2}-\frac{1}{\upsilon_2\upsilon_3}\right)=\frac{N_0}{q\upsilon_1^2}\left[\left(1+\left(\frac{\upsilon_1}{\upsilon_2}\right)^2+\left(\frac{\upsilon_1}{\upsilon_3}\right)^2-\frac{\upsilon_1}{\upsilon_2}-\frac{\upsilon_1\upsilon_1}{\upsilon_2\upsilon_3}\ \right)\right]=$$
$$=\frac{N}{q\upsilon_1^2}\left[1+x^2+y^2-x-xy\right] \tag{1.12}$$

Условие минимума времени подъёма

$$\frac{\partial}{\partial x}f(\upsilon)=\frac{\partial}{\partial x}\left(1+x^2+y^2-x-xy\right)=0 \tag{1.13}$$

$$\frac{\partial}{\partial y}f(\upsilon)=\frac{\partial}{\partial y}\left(1+x^2+y^2-x-xy\right)=0 \tag{1.14}$$

$$\left.\begin{array}{l}2x-y-1=0\\2y-x=0\end{array}\right\}\Rightarrow x=\frac{\upsilon_1}{\upsilon_2}=\frac{2}{3};y=\frac{\upsilon_2}{\upsilon_3}=\frac{1}{3}; \tag{1.15}$$

$$K=\frac{1}{2f(\upsilon)}=\frac{\frac{1}{2}}{\left[1+\left(\frac{2}{3}\right)^2+\left(\frac{1}{3}\right)^2-\frac{2}{3}-\frac{2}{3}-\frac{1}{3}\right]}=\frac{3}{4}. \tag{1.16}$$

Для **четырехскоростного** подъёмника

$$T=\sum_{i=1}^{i=4}t_i=t_1+t_2+t_3+t_4=\frac{l_1}{\upsilon_1}+\frac{l_2}{\upsilon_2}+\frac{l_3}{\upsilon_3}+\frac{l_4}{\upsilon_4}, \tag{1.17}$$

где l_1, l_2, l_3, l_4 – длины отдельных участков колонны труб, поднимаемых с одной скоростью; υ_1, υ_2, υ_3, υ_4 – скорости подъёма этих участков.
Подставив значения l_1, l_2, l_3, l_4 по аналогии с предыдущими расчетами, получим

$$T=\frac{N}{q\cdot v_1^2}\left[1+\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^2-\left(\frac{v_1}{v_2}\right)-\left(\frac{v_1}{v_3}\right)^2-\left(\frac{v_1v_1}{v_2v_3}\right)-\left(\frac{v_1}{v_4}\right)^2-\left(\frac{v_1v_1}{v_3v_4}\right)\right] \tag{1.18}$$

Обозначив отношения скоростей через x, y, z

$$x=\frac{\upsilon_1}{\upsilon_2};\ y=\frac{\upsilon_1}{\upsilon_3};\ z=\frac{\upsilon_1}{\upsilon_4},$$

имеем

$$T=\frac{N}{q\upsilon_1^2}\left(1+x^2-x+y^2-xy+z^2-yz\right) \qquad 1.19)$$

Минимальное время подъёма колонны будет при условии

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(1+x^2-x+y^2-xy+z^2-yz\right)=\frac{\partial f(x)}{\partial x}=0 \qquad (1.20)$$

$$\frac{\partial f(\upsilon)}{\partial y}=0, \quad \frac{\partial f(\upsilon)}{\partial z}=0.$$

Отсюда находим

$$\left.\begin{aligned} 2x-y-1=0 \\ 2y-x-z=0 \\ 2z-y=0 \end{aligned}\right\}$$

Решив эти уравнения совместно, находим

$$x=\frac{3}{4}; \quad y=\frac{2}{4}; \quad z=\frac{1}{4}. \qquad (1.21)$$

Коэффициент использования мощности

$$K=\frac{1}{\left[2\left(1+x^2-x+y^2-xy+z^2-yz\right)\right]}=0{,}8 \qquad (1.22)$$

Таким образом, получили общую закономерность оптимальных соотношений скоростей

$$x=\frac{n-1}{n}; \quad y=\frac{n-2}{n}; \quad z=\frac{n-3}{n}. \qquad (1.23)$$

Соблюдение установленных закономерностей позволит создать конструктивно более совершенные подъемные агрегаты.

1.7 Определение числа скоростей подъёма

При конструировании подъемных агрегатов одним из параметров в качестве исходных данных является количество ступеней перемены передач (количество скоростей). От количества скоростей зависит мощность лебедки, скорости подъема труб и степень использования мощности двигателя подъемного агрегата.

Мощность двигателя для привода лебедки должна удовлетворять условию

$$N=\frac{Q\cdot\upsilon}{\eta}, \qquad (1.24)$$

где Q – нагрузка на крюке; υ – максимальная скорость подъема крюка; η – суммарный кпд талевой системы и трансмиссии подъемного агрегата. В современных подъемных агрегатах величину скорости подъема крюка выбирают в пределах 0,1-0,5 м/с. Считается, что при меньших скоростях на подъем будет затрачиваться слишком много времени, а при более высоких скоростях потребуется большая мощность привода. По мере

извлечения труб и штанг нагрузка на крюке уменьшается, что дает возможность увеличивать скорости подъема.

От количества скоростей коробки перемены передач зависит эффективность использования подъемной силы агрегата. Оно должно обеспечивать по возможности максимальное использование установленной на агрегате мощности. Теоретически оно должно равняться количеству труб, поднимаемых из скважины. Однако на практике надо учитывать и другие факторы, например, снижение эффективности использования мощности по мере увеличения количества скоростей. Определение этой закономерности является нашей следующей задачей.

Коэффициент использования мощности – это отношение фактически затраченной работы к работе, которую можно было бы совершить при полном использовании установленной мощности, т.е.

$$K = \frac{\int_0^t N dt}{N_0 T} \qquad (1.25)$$

Согласно рисунку 1.4, принимая продолжительность подъёма при работе двигателя на полной мощности в течение всего подъёма – T_o, длину колонны – L, а переменную скорость –υ, получим гипотетическое время подъема колонны труб при полном использовании мощности подъемного агрегата

$$T_0 = \int_0^l \frac{dl}{\upsilon} \qquad (1.24)$$

Т. к. $ql\upsilon = N_0$, то $l = \frac{N_0}{q} \cdot \frac{1}{\upsilon}$; $dl = -\frac{N_0 d\upsilon}{q\upsilon^2}$ (1.25)

Подставив dl в (1.24), имеем

$$T_0 = \frac{N_0}{q} \int_{\infty}^{\upsilon_1} \frac{d\upsilon}{\upsilon^3} = \frac{1}{2} \frac{N_0}{q} \frac{1}{\upsilon_1^2} \qquad (1.26)$$

Имея в виду (1.16), напишем

$$T_0 = \frac{1}{2} \frac{T}{f(\upsilon)} \qquad (1.27)$$

Коэффициент использования установленной мощности

$$K = \frac{T_0}{T} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{f(\upsilon)} \qquad (1.28)$$

Примечание: При написании (1.28) имелось в виду выражение

$$K = \frac{\int_0^t N dt}{N_0 T} = \frac{T_0}{T} \qquad (1.29)$$

Подставив численные значения функции скоростей в формулу (1.28), имеем

$$K = \frac{T_0}{T} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{f(\upsilon)} \qquad (1.22)$$

$$K = \frac{T_0}{T} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{f(\upsilon)} \qquad (1.33)$$

$$K = \frac{T_0}{T} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{f(\upsilon)} \qquad (1.44)$$

Коэффициенты использования мощности ***K***, вычисленные по формуле (1.28) в зависимости от количества скоростей ***n***, сведены в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Расчетные данные коэффициента использования мощности подъемного агрегата

Количество скоростей ***n***	1	2	3	4
K теоретически	0,50	0,66	0,75	0,80
K для А-50У	0,50	0,62	0,70	0,75

Анализируя структуру результатов вычислений можно увидеть, что общая закономерность изменения коэффициента установленной мощности в зависимости от количества использованных скоростей подъема имеет вид

$$K\max = \frac{n}{n+1}$$

Теоретическая и фактическая (для подъемного агрегата А-50У) зависимости ***K*** от ***n*** представлены на рисунке 1.5, откуда явствует, что темпы роста коэффициента использования мощности постепенно снижаются и нет смысла увеличивать число скоростей более четырех ввиду осложнения конструкции коробки перемены передач.

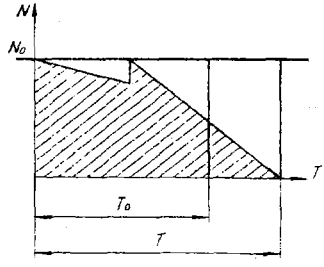


Рисунок 1.4 - Схема к определению количества скоростей подъема

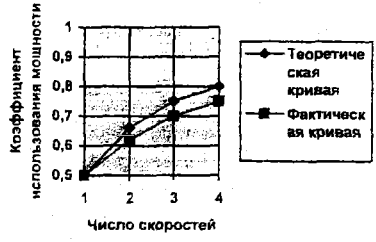


Рисунок 1.5 – коэффициенты использования установленной мощности

2 ГИДРОПРИВОДЫ ПОДЪЕМНЫХ АГРЕГАТОВ

Современные тенденции технического прогресса нефтепромыслового оборудования, как у нас, так и за рубежом свидетельствуют о том, что применение объемного гидропривода - основное направление в разработке и проектировании высокопроизводительного и эффективного оборудования для добычи нефти и газа. Это обусловлено его преимуществами по сравнению с механическими передачами, а именно, возможностью передачи большой мощности при относительно небольших объемах и массе; мягкостью передачи энергии к исполнительному механизму.

В подъемных агрегатах гидроприводы применяются:

1 для подъема вышки в рабочее положение и телескопического выдвижения ее секций;

2 для свинчивания и отвинчивания резьбовых соединений труб и штанг;

3 для вращения ротора и катушечного вала.

2.1 Классификация объемных гидроприводов

Под объемным гидроприводом понимают совокупность устройств, в число которых входит объемный гидродвигатель, предназначенный для приведения в движение механизмов и машин при помощи рабочей жидкости под давлением. Принцип действия объемных гидроприводов основан на законе равномерности распределения давления в жидкости.

Объемные гидроприводы классифицируют:

1) по источнику подачи рабочей среды: от насоса, от аккумулятора, от магистрального трубопровода;
2) по характеру движения выходного звена: поступательного, поворотного и вращательного движений;
3) по циркуляции рабочей среды: с замкнутой циркуляцией и с разомкнутой циркуляцией;
4) по возможности регулирования расхода рабочей жидкости: с регулируемым и с нерегулируемым расходом.

Первый признак классификации определяется типом объемной гидромашины, подающей рабочую среду в гидродвигатель. Под магистральным гидроприводом понимается гидропривод, в котором рабочая среда подается от гидромагистрали, не входящей в состав привода. В эксплуатационном нефтепромысловом оборудовании такой тип привода обычно не применяется.

Под аккумуляторным гидроприводом следует понимать емкость, в которой рабочая среда находится под давлением и постоянно наполняется по мере расходования этого давления, например, ресиверы.

В нефтепромысловом оборудовании наиболее распространенный гидропривод - насосный.

Объемный гидропривод, в котором рабочая среда после отработки поступает от гидродвигателя в бак, называется гидроприводом с разомкнутой циркуляцией. Объемный гидропривод, в котором рабочая среда поступает от гидродвигателя во всасывающую линию насоса, называется гидроприводом с замкнутой циркуляцией.

В системе с разомкнутой циркуляцией рабочая жидкость из бака насосом подается через направляющий расширитель в гидромотор. Из мотора жидкость по сливной линии через гидроочиститель возвращается в бак. При переключении распределитель изменяет направление движения рабочей жидкости в гидромотор, а также направление вращения его вала. Дроссель, включенный между напорной линией насоса и баком, регулирует расход рабочей жидкости, поступающей в гидромотор, и изменяет скорость его вращения. Для предохранения системы от давления, превышающего расчетное значение, в насосную линию включен предохранительный клапан. Давление в системе визуально контролируется манометром.

В системе с замкнутой циркуляцией насос и мотор соединяются с гидролиниями таким образом, что жидкость из мотора (охлаждающая жидкость) подается непосредственно во всасывающую линию насоса. Изменение направления вращения вала гидромотора обеспечивается изменением направления потока рабочей жидкости. Для наполнения замкнутой циркуляции рабочей жидкостью применяется дополнительный насос.

В зависимости от способа регулирования различают гидроприводы с дроссельным, объемным и комбинированным регулированием.

Сущность способа с дроссельным регулированием заключается в том, что изменение количества рабочей жидкости, подводимой к гидромотору, осуществляется за счет перепуска части жидкости в бак, чем достигается изменение скорости вращения вала гидромотора.

Способ объемного регулирования заключается в изменении скорости выходного звена гидродвигателя путем изменения рабочего объема гидромашины. Этот способ является более совершенным и эффективным, но и более сложным.

2.2 Типовая схема объемного гидропривода подъемного агрегата

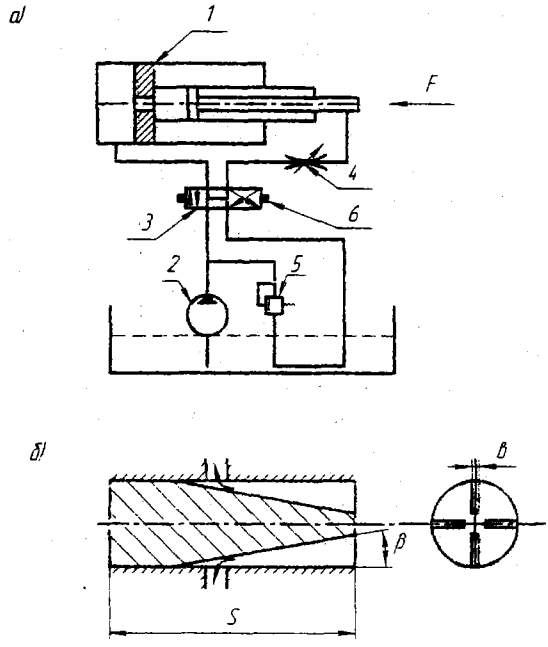
Основными частями любого гидропривода являются гидронасос и гидродвигатель.

Гидронасосом называется машина, предназначенная для преобразования механической энергии твердого тела в энергию жидкости.

Гидродвигателем называется машина, предназначенная для преобразования энергии жидкости в механическую энергию твердого тела. Очень часто одно и то же устройство может выполнять функции как насоса, так и двигателя.

На рисунке 2.1 показана гидравлическая схема типового гидропривода. Гидравлический двигатель 1, называемый гидроцилиндром, выполнен в виде поршня, перемещающегося в цилиндре под действием давления жидкости. Насос 2 может быть любого вида.

Для изменения направления движения поршня гидроцилиндра служит распределитель 3. В положении распределителя, указанном на схеме, жидкость поступает в левую полость гидроцилиндра, и поршень идет вправо (рабочий ход). При перемещении подвижной части распределителя влево жидкость из насоса идет в правую полость гидроцилиндра, а поршень идет влево. Перемещением подвижной части распределителя управляют два электромагнита 6.



1-гидроцилиндр; 2-насос; 3-распределитель; 4-дроссель (тормозное устройство); 5-переливной клапан; 6-электромагнит

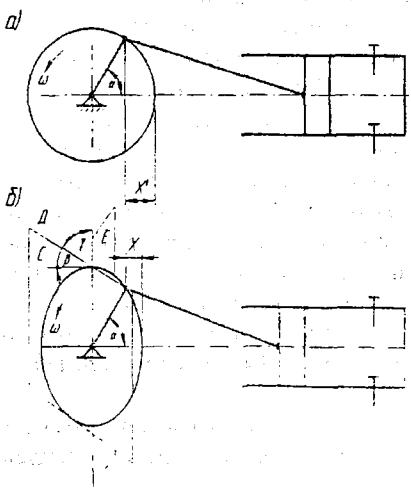
Рисунок 2.1 - Типовая схема объемного гидропривода

Тормозное устройство 4 при рабочем ходе включено в сливную линию. Оно выполнено в виде регулируемого дросселя. При перемещении подвижной части на величину z площадь проходного сечения дросселя уменьшается, в результате увеличивается перепад давления в дросселе и происходит торможение движения поршня. Перемещение z может быть заданным функцией времени t или перемещением поршня x. В первом случае золотник (подвижная часть) тормозного устройства имеет независимый привод, и торможение происходит по истечении времени; во втором случае золотник перемещается от кулачков, связанных со штоком гидропривода. При этом дело имеем с торможением по пути.

Переливной клапан 5 служит для слива в бак части жидкости, подаваемой насосом, при уменьшении скорости поршня. Пружина подобрана так, что клапан открывается при достижении определенного давления. Гидродвигатель 1 в рассматриваемой схеме называется объемным, так как преобразование энергии жидкости в механическую энергию поршня происходит при периодическом изменении объема его рабочих полостей. Соответственно и весь гидропривод, показанный на рис. 2.1, называется объемным. Этот привод можно назвать также гидравлическим механизмом, предназначенным для преобразования вращательного движения вала насоса в прямолинейное движение поршня.

2.3 Кинематическая схема аксиального роторно-поршневого гидромотора

Кинематической основой этих гидромоторов является видоизмененный кривошипно-шатунный механизм.



У обычных кривошипно-шатунных механизмов (рисунок 2.2,а) перемещение поршня при повороте кривошипа на угол $\alpha=\omega t$ равно

$$X'=R-R*\cos(\alpha)=R*(1-\cos(\alpha)) \quad (2.1)$$

Схема принципиально не изменится (рисунок 2.2,б), если плоскость вращения кривошипа повернуть вокруг вертикальной оси y на некоторый угол $\beta<90$. В этом случае вращение кривошипа превратится в пространственное.

Рисунок 2.2 – Кинематическая схема объемного гидропривода

При этом перемещение поршня будет

$$X= X'*\cos(\beta)=R*(1-\cos(\alpha))*\cos(\beta)=R*(1-\cos(\alpha))*\sin(\gamma), \qquad (2.2)$$

где β- угол поворота плоскости вращения кривошипа С по отношению к плоскости Д(доски).

Взяв вместо одного цилиндра несколько и расположив их по кругу, также заменив кривошип диском 5, ось 6 которого наклонена относительно оси цилиндрового блока на угол γ=90-β, получим принципиальную схему многопоршневого мотора (гидромотора) пространственного типа.

2.4 Устройство и принцип действия аксиально-поршневого гидромотора

Гидромотор (рисунок 2.3) состоит из цилиндрового блока с поршнями, связанными при помощи поршневых шатунов с наклонным диском. Цилиндровый блок связан с ведущим валом с помощью кардана.

Поскольку цилиндровый блок вращается относительно корпуса, то упрощается распределение жидкости, которое обычно выполняется через аркообразные окна «а» и «в» в распределительной втулке и каналы в цилиндровом блоке. В правых положениях поршней отверстия перекрываются нижней и верхней перевальными (разделительными) перемычками, расположенными между распределительными окнами а и в, ширина которых несколько превышает радиус отверстий.

При работе насоса-мотора в режиме гидромотора нагнетаемая рабочая жидкость через полость фланцевого корпуса, кольцевые пазы распределительного диска и основания блока цилиндров, втулку с буртом поступает в рабочие камеры блока цилиндров. Аксиальные силы плунжеров передаются через гидростатический разгруженные башмаки и шайбу скольжения на корпус подвижной шайбы с наклонной плоскостью При этом возникает окружная сила, которая создает крутящий момент на валу. Скорость и направление вращения входного вала регулируются изменением объема и направления потока рабочей жидкости, подаваемой в насос-мотор. При работе насоса-мотора в режиме насоса вращательное движение вала преобразуется наклонной плоскостью корпуса подвижной шайбы в возвратно-поступательное движение плунжеров. Подача насоса регулируется частотой вращения вала.

Насос-мотор на фланцевом корпусе имеет табличку, на которой указаны подвод и отвод рабочей жидкости и направление вращения выходного вала.

Вал насоса-мотора соединяется с приводным валом при помощи упругой муфты, компенсирующей смещение валов и не создающей радиальных нагрузок на вал насоса-мотора.

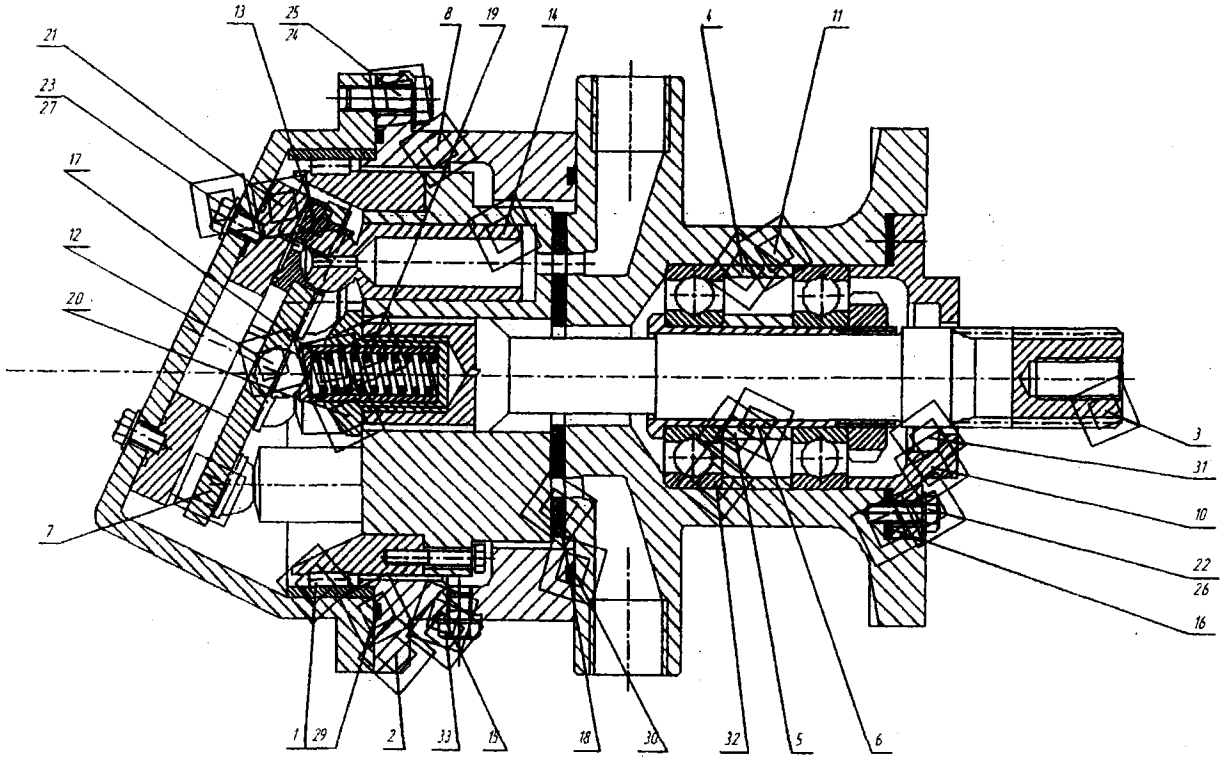


Рисунок 2.3 – Аксиально-поршневой гидромотор

Принцип работы аксиально-поршневого гидромотора заключается в том, что рабочая жидкость, поступая в подпоршневое пространство из напорной линии через распределительное устройство, давит на поршень и далее через шатун на диск вала. Тангенциальная составляющая этой силы, умноженная на плечо, образует крутящий момент на валу гидромотора (рисунок 2.4).

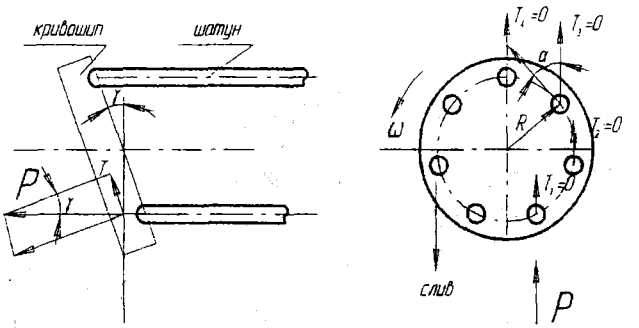


Рисунок 2.4 - Схема к определению крутящего момента гидромотора

Для этого цилиндра

$$M_i = T \cdot R_i = P \cdot \sin(\gamma) \cdot (R \cdot \cos(\alpha_i)) = p \cdot f_{пл} \cdot \sin(\gamma) \cdot R \cdot \cos(\alpha_i). \qquad (2.3)$$

Для всех цилиндров, находящихся в рабочей зоне,

$$M_{рез.} = P_i \cdot \sin(\gamma) \cdot R \cdot 2\sum_{i=0}^{i=\sqrt{2}/2} \cos(\alpha_i). \qquad (2.4)$$

Насосы и гидромоторы аксиального типа обладают наилучшими из всех типов этих машин габаритами и массовыми характеристиками.

Особенностью рассматриваемых машин является малый момент нагрузки вращающихся частей, что имеет существенное значение при использовании их в качестве гидромоторов.

Распространенное число цилиндров в аксиально-поршневых насосах равно 7 или 9. Максимальный угол между осями цилиндрового бачка и наклонной шайбы γ обычно равен в насосах γ=20 и в гидромоторах γ=30. Увеличение этого угла сопровождается ростом боковой составляющей усилия.

Число оборотов насосов средней мощности обычно принимают 1000…2000 в минуту. Число оборотов гидромоторов может быть выше примерно в 1,2…2,0 раза, чем у насосов в той же конструкции и мощности.

Гидромоторы применяются при давлениях p=21...35 МПа; крутящих моментах M=до 9 кН·м; общий кпд η=0,95.

Весовое преимущество по сравнению с электродвигателями составляет от 8 до 12 раз. Например, весовое соотношение у гидромотора МА-250 и у электродвигателя мощностью N=43 kВт равно 80 на 335.

Изменение направления потока рабочей жидкости (при замене полостей подвода и отвода) приводит к реверсу вала гидромотора.

2.5 Гидроцилиндры и гидромоторы, применяемые в подъемных агрегатах и их принципиальные схемы

Гидроцилиндры- . объемные гидродвигатели с прямолинейным, ограниченным по величине, возвратно-поступательным движением выходного звена (рисунок 2.5). Благодаря простоте конструкции и надежности в работе гидроцилиндры широко применяются в нефтепромысловых машинах и механизмах.

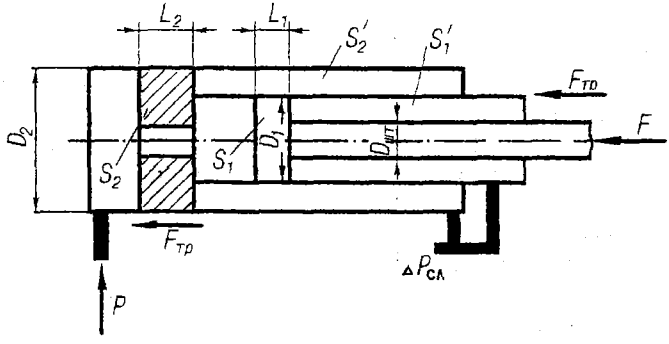


Рисунок 2.5 - Принципиальная схема объемного гидроцилиндра

Гидроцилиндры могут быть следующих конструктивных исполнений:одно- и двустороннего действия;

- поршневыми и плунжерными;
- с односторонним и двусторонним штоком;
- телескопическими.

В гидроцилиндрах одностороннего действия обратный ход совершается под действием внешней нагрузки, а в гидроцилиндрах двустороннего действия - под действием рабочей среды, как и прямой ход. В конструкции поршней гидроцилиндров применяются уплотнения

с металлическими уплотнительными кольцами и с резиновыми самоуплотняющимися манжетами (чаще всего уплотнения второго типа).

В плунжерных гидроцилиндрах выходным звеном является плунжер, выполненный в виде утолщенного штока. Эти гидроцилиндры имеют технологические преимущества по сравнению с поршневыми гидроцилиндрами, так как отпадает необходимость обработки внутренней поверхности цилиндра, однако уступает им по силовым параметрам.

Телескопические цилиндры применяются для получения больших длин хода при ограниченной длине цилиндра. Они состоят из нескольких концентрично расположенных цилиндров и поршней, перемещающихся относительно друг друга. Длина хода выходного звена складывается из длин хода поршней всех цилиндров. Последовательность выдвижения ступеней телескопического гидроцилиндра зависит от соотношения площадей поршней в ступенях и схемы управления движением. Обычно применяется схема, при которой выдвижение осуществляется от большего диаметра к меньшему диаметру, а втягивание - наоборот.

К основным параметрам силового гидроцилиндра относятся усилие на выходном звене и скорость его перемещения, а также мощность и кпд.

В гидроприводах нефтепромысловых машин, механизмов применяются реверсивные по направлению вращения аксиально-поршневые гидромоторы. Они могут быть с регулируемым рабочим объемом с реверсивным направлением вращения вала или с нерегулируемым рабочим объемом с реверсивным направлением вращения вала.

Гидромоторы могут применяться и в качестве насосов. В таблице 2.1 приведены технические характеристики аксиально-поршневого нерегулируемого гидродвигателя МН 250/100М при работе как мотор, и как насос. Данные приведены при работе на минеральном масле вязкостью 20…25 мм^2/с при $t_{масла}$ =+45…+50 ^{0}С.

В гидроприводах применяются также шестеренные насосы, поставляемые заводом ФЭБ Индустриверке (г. Карл Маркс Штадт, ГДР). Конструкции насосов аналогичны конструкциям отечественных насосов типа НШ-46. Они применяются в системах с рабочим давлением 16 МПа, рассчитанына максимальные давления до 25 МПа и имеют скорости вращения от 500 до 3000 об/мин. Техническая характеристика указанных насосов следующая:

Типоразмер насоса	А-16	А-25	А-40	А-63	А-100
Рабочий объем, м^3/об	11	17,5	28	44	70
Масса, кг	3,7	4	7	14,3	15,3

Таблица 2.1 - Техническая характеристика аксиально-поршневого нерегулируемого гидродвигателя (насоса) МН 250/100М

Параметры	Насос	Мотор
1 Рабочий объем, $см^3$	250	250
2 Частота вращения, об/мин		
• номинальная	1000	1500
• максимальная	1500	1500
• минимальная	200	5
3 Подача номинальная, л/мин	242	-
4 Расход номинальный, л/мин	-	387
5 Давление на выходе, МПа		
• номинальное	10	
• максимальное	20	1.25
6 Давление на входе, МПа		
• номинальное	-	10
• максимальное	1.25	20
• минимальное	0,005	-
7 Номинальный перепад давлений, МПа	-	10
8 Коэффициент подачи, % не менее	97	-
9 Гидромеханический кпд, % не менее	-	95
10 Кпд, не менее	92	92
11 Масса (без рабочей жидкости), кг		
• с клапанной пробкой	-	87
• без клапанной пробки	80	-
12 Номинальная мощность, кВт		
• потребляемая	43	-
• эффективная	-	58
13 Крутящий момент, Н·м		
• номинальный		378
• страгивания		321

И в насосном , и в моторном режимах работы гидроагрегат может быть использован как для правого, так и для левого вращения.

Расход рабочей жидкости для аксиально-поршневых насосов с шатунной кинематикой определяется по формуле

$$Q = 2R \cdot F \cdot z \cdot tg\gamma \cdot n \cdot \eta, \qquad (2.5)$$

где R – радиус расположения поршней; F – площадь поршня; z – число поршней; γ - угол между осью ротора и осью наклонного диска.

2.6 Рабочие жидкости объемного гидропривода и требования к ним

Рабочая жидкость в объемном гидроприводе является носителем энергии. Она должна иметь

1) высокий модуль объемного сжатия;

2) малое абсорбирование воздуха и возможность отделения его при попадании в жидкость;

3) хорошие смазывающие свойства по отношению к материалам трущихся пар и уплотнений;

4) небольшое изменение вязкости в широком диапазоне рабочих температур и давлений;

5) высокий коэффициент теплопередачи.

6) нейтральные качества по отношению к материалам гидроагрегатов и уплотнений, покрытиям, пластмассам.

В качестве рабочих жидкостей для гидравлического привода применяются:

- различные минеральные масла;
- спиртоглицериновые смеси;
- водомасляные эмульсии;
- жидкости на основе органических и кремнийорганических соединений.

Существенное значение при выборе жидкости для гидропривода нефтепромысловых машин имеет ее вязкость и сжимаемость.

Вязкость - одно из основных свойств рабочей жидкости, ее изменение существенно влияет на работу гидросистемы. С изменением вязкости меняются утечки через щелевые уплотнения, условия смазывания скользящих поверхностей, демпфирующие свойства гидропривода.

Закономерность изменения вязкости с изменением температуры для различных жидкостей различна. Однако для наиболее распространенных масел в пределах температур 30-100^{0}С указанная закономерность может быть приближенно выражена формулой

$$\nu_t=\nu_{50}(50/t)^n, \qquad (2.6)$$

где ν_t-кинематическая вязкость при t^0С; ν_{50}-кинематическая вязкость при $t=50^0$С; n-показатель степени, принимающий определенные значения в зависимости от вязкости рабочей жидкости (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Зависимость вязкости масел от показателя степени температуры

n	2,80	6,30	9,00	11,80	21,00	29,00	37,00
ν_{50}	1,39	1,59	1,72	1,79	1,99	2,13	2,24

Вязкость жидкости при увеличении давления p для большинства жидкостей увеличивается, причем при различных температурах это изменение будет различным.

В практических расчетах для минеральных масел в пределах до 50 МПа можно пользоваться эмпирической формулой

$$\nu_p=(1+0{,}003p)\,\nu. \qquad (2.7)$$

Сжимаемость жидкости - свойство изменять свою плотность при изменении давления и температуры. Она характеризуется коэффициентом сжимаемости, который равен объемному относительному сжатию при повышении давления на единицу величины:

$$\beta_p=\Delta V/(\Delta p\cdot V_0), \qquad (2.8)$$

где Δp - изменение давления рабочей жидкости; ΔV - изменение объема жидкости; V_0 - начальный объем жидкости.

Величина, обратная коэффициенту сжимаемости β_p, называется объемным модулем упругости жидкости Е.

Для минеральных масел, используемых в гидроприводах, модуль упругости находится в пределах $(1{,}35\ldots1{,}9)10^3$ МПа. В приближенных расчетах значение модуля упругости жидкости принимается 1600 МПа.

Плотность жидкости при новой температуре Т можно определить по формуле

$$\rho_t=\rho_0/(1-\beta_t\cdot\Delta t), \qquad (2.9)$$

где Δt - разность температур; β_t - коэффициент температурного расширения, определяемый выражением

$$\beta_t=\Delta V/(V_0\cdot\Delta t). \qquad (2.10)$$

В среднем $\beta_t=7\cdot10^{-4}$ 1/град.

Плотность жидкости при новом давлении р можно найти по формуле

$$\rho_p=\rho_0/(1-\beta_p\cdot\Delta p). \qquad (2.11)$$

Смазывающие свойства рабочей жидкости характеризуются способностью образовывать на трущихся поверхностях прочную пленку, разделяющую эти поверхности и снижающую коэффициент трения. Хорошие смазывающие свойства имеют минеральные масла и хуже - жидкости на основе кремнийорганических соединений. Со временем эти свойства ухудшаются за счет окисления масла, способствующего выделению смолы и шлака. Кроме того, причиной ухудшения свойств рабочих жидкостей является многократное дросселирование их при больших перепадах давлений.

В последнее время применяют рабочие жидкости ВМГ-3, МГ-20, МГ-30 на основе смеси минеральных масел с различными присадками.

3 МЕХАНИЗМЫ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ И РАЗВИНЧИВАНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ШТАНГ

При спускоподъемных операциях применяют трубные и штанговые элеваторы, ключи, штропы, спайдеры, различные инструменты и приспособления.

3.1 Трубные элеваторы

Элеватор – инструмент, которым осуществляется захват трубы или штанги и удержание на весу в процессе спускоподъемных операций. Основным элементом конструкции элеватора является затвор, который должен обеспечивать надежное соединение охватного устройства в период спускоподъемных операций. Поэтому каждый затвор оснащается предохранительным устройством для предупреждения самооткрывания. Конструктивное исполнение элеватора зависит от диаметра охватываемых труб, от способа захватывания, массы несущей нагрузки технологии ремонта. Этим объясняется многообразие конструкций трубных элеваторов, применяемых при ремонте скважин. Элеватор подвешивается к крюку талевой системы при помощи серьги или штропа. Для захвата насосно-компрессорных труб применяют втулочные (одноштрпные) и балочные (двухштропные) элеваторы (рисунок 3.1).

Основные требования, классификация

Элеватор должен быть

- прочным;
- надежным;
- удобным;
- безопасным в работе, обеспечивающим спуск и подъем труб и штанг в нужном темпе.

По конструкции элеваторы бывают:

- втулочные (ЭГ, ЭТА);
- балочные (ЭТАД, ЭХЛ).

Конструктивное совершенство элеватора характеризует коэффициент совершенства, который определяется как грузоподъемность Q элеватора на 1 кг его массы G

$$K = \frac{Q}{G}$$

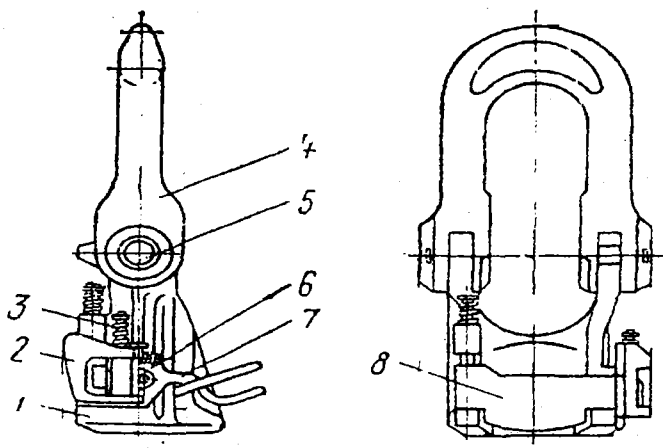
Известно, что переход в деталях от напряжения изгиба к напряжению растяжения увеличивает прочность детали. Поскольку балочные элеваторы работают на изгиб, то прочность у них поменьше, чем у трубных элеваторов. Балочные элеваторы с целью обеспечения необходимой прочности имеют большую массу и это является их основным недостатком.

Элеватор ЭГ (рисунок 3.1) состоит из литого корпуса 1, изготавливаемого из стали 40 ХНЛ, 15 ХНЗЛ или 20 ХНЗЛ, внутри которого имеется опорный бурт под муфту трубы, защелки 2 створки 8 и защелки с пружиной 3, закрепленных на осях, фиксатора 7 с пружиной 6, шарнирного пальца 5 и серьги 4.

Конструкция элеватора имеет тройную запорную систему. Пружина на оси створки при незагруженном элеваторе удерживает ее в верхнем положении. При этом выступ в нижней части створки выходит из паза корпуса элеватора. На внутренней поверхности створки имеется бурт, аналогичный бурту на корпусе, а на боковой поверхности имеется шип под защелку. Защелка насажена на ось с пружиной 3 для автоматического закрытия при заведенной створке.

Когда на элеваторе подвешена труба, ее муфта нажимает на бурт створки. Створка, опускаясь, ложится на опорные выступы корпуса элеватора. При этом шип створки заходит в паз опорного выступа, что исключает ее открытие под нагрузкой. Кроме этого предусмотрены еще два вида запора, предохраняющие элеватор от открывания, - защелка с пружиной, укрепленной на оси, и фиксатор. Освобождение защелки возможно в случае отвода рукоятки фиксатора.

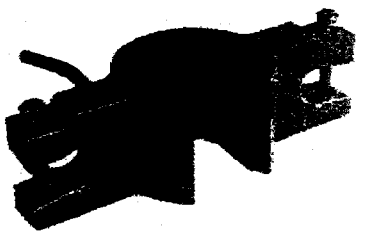
Кроме того, имеются элеваторы ЭТА, ЭЗН, применяемые наряду с элеватором ЭГ.



1 – корпус; 2 – защелка; 3 – пружина защелки; 4 – серьга; 5 – шарнирный палец; 6 – пружина фиксатора; 7 – фиксатор; 8 – створка

Рисунок 3.1 – Элеватор трубный ЭГ

Элеваторы двухштропные ЭХЛ-60-15, ЭХЛ-73-25, ЭХЛ-89-35



Элеваторы типа ЭХЛ (элеватор конструкции инженеров Халатьяна и Лошкарева) предназначены для захвата и удержания на весу насосно-компрессорных труб в процессе спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин. Применяется в умеренном и холодном макроклиматических условиях.

Рисунок 3.2 – Элеватор двухштропный типа ЭХЛ

Технические характеристики двухштропных элеваторов типа ЭХЛ приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Технические характеристики двухштропных элеваторов типа ЭХЛ

Технические характеристики			
Характеристика	ЭХЛ 60-15	ЭХЛ 73-25	ЭХЛ 89-35
Технические условия	ТУ 3668-040-07538145-96		
Грузоподъемность, т	15	25	35
Диаметр захватываемых труб, мм	60	73	89
Диаметр расточки под трубу, мм	62	75	91
Габаритные размеры, мм			
• высота	110	130	145
• длина	370	370	395
• ширина	155	165	180
Масса, кг	18	20	29

3.2 Механические приводные ключи

Надежность резьбовых соединений труб и штанг определяется величиной момента затяжки. Наиболее прогрессивным является применение механических ключей, которые позволяют повысить производительность труда, снизить трудоемкость и уменьшить число аварий. В подземном ремонте скважин для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг применяются трубные ключи КМУ, АПР-2ВБ, КМ и штанговые ключи типа АШК-Т. В

зависимости от типа оборудования для эксплуатации скважины, применяются различные конструкции механических ключей.

Классификация механических ключей

- по конструкции корпуса – разрезные и неразрезные;
- по типу привода - электроприводные, гидроприводные;
- по конструкции редуктора-с червячным и шестеренным редуктором;
- по количеству скоростей редуктора - одно и двухскоростные;
- по способу монтажа ключи делятся на - устанавливаемые на устье скважины и подвешиваемые на кронштейне.

Основные требования к штанговым и трубным ключам

- ключи должны обеспечивать свинчивание с необходимым моментом вращения;
- желательно, чтобы ключ имел регулируемый ограничитель момента свинчивания;
- мощность двигателя должна быть достаточной, но минимальной;
- ключ должен иметь минимальную массу, габаритные размеры и быть удобным в работе;
- реактивный момент не должен восприниматься рабочим.

Для механизации и частичной автоматизации наиболее трудоемких ручных операций при спуске и подъеме насосно-компрессорых труб широкое применение получили автоматы АПР-2ВБ и КМУ с приводом от электродвигателя.

Ключи механические трубные КМУ-50 и АПР-2ВБ

Ключ механический универсальный предназначен для механизации операций по свинчиванию и развинчиванию, захвату, удержанию на весу и центрированию колонны насосно-компрессорных труб при текущем ремонте скважин, эксплуатируемых при помощи любого оборудования, включая электропогружные насосы.

Основные блоки ключа: вращатель, электропривод, стойка и разрезной спайдер (рисунок 3.3).

Вращатель представляет собой редуктор с прямозубой цилиндрической передачей. Рабочим органом вращателя служит большая разрезная шестерня с закрепленным на нем водилом. Привод осуществляется от электродвигателя во взрывобезопасном исполнении, при помощи маховика и полумуфты.

Вращатель с электроприводом прикреплен быстросъемными зажимами к поворотной стойке, состоящей из плиты-кронштейна, приваренного к спайдеру.

Спайдер состоит из разрезного корпуса, клиньев и рукоятки управления. Колонна насосно-компрессорных труб заклинивается в

спайдере. Ключ надвигается на колонну труб при вращении вокруг кронштейна, при этом стяжной болт фиксатора-вращателя, скользя по эксцентричной поверхности спайдера, попадает в паз спайдера и фиксирует совмещение вращателя со спайдером. Включением кнопки управления водило приводится во вращение.

Совмещение прорези большой шестерни с прорезью корпуса осуществляется специальным совмещающим механизмом.

Назначение **ключа АПР-2ВБ** – механизация операций свинчивания и развинчивания, центрирования, автоматизации захвата, удержания на весу и освобождения колонны насосно-компрессорных труб при подземном ремонте скважин, эксплуатирующихся штанговыми насосными установками. Состоит из вращателя, клиньевой подвески, центратора, балансира с грузом и электропривода с переключателем.

Блок вращателя представляет собой корпус клиньевого спайдера с червячным редуктором и водилом, передающим вращающее усилие трубному ключу.

Клиновая подвеска

Предназначена для захвата и удержания насосно-компрессорных труб в процессе спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонтах эксплуатационных скважин. Клиновая подвеска применяется совместно с ключами типа АПР-2ВБ. Общий вид и краткая техническая характеристика клиньевых подвесок КП-60 и КП-73 приведены на рисунке 3.3 и в таблице 3.2.

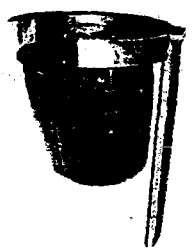


Рисунок 3.3 – Общий вид клиньевой подвески

Таблица 3.2 - Краткая техническая характеристика клиньевых подвесок

Шифр	КП-60	КП-73
Диаметр удерживаемых труб, мм	60	73
Масса в сборе, кг	21,8	22,4
Габаритные размеры	205x290	205x290

Блок клиньевой подвески состоит из основания подвески и трех шарнирно подвешенных клиньев. Клинья для труб диаметром 60 и 73 мм состоят из корпуса и сменных плашек, закрепленных в корпусе шплинтами. Клинья для труб диаметром 89 мм – монолитные. Для обеспечения синхронной работы клиньев в момент захвата трубы на клиньях предусмотрены усы-синхронизаторы.

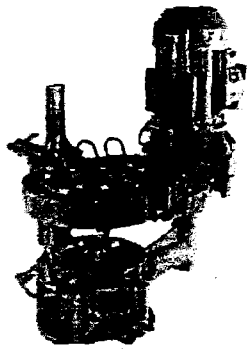


Рисунок 3.4 – Ключ механический универсальный КМУ

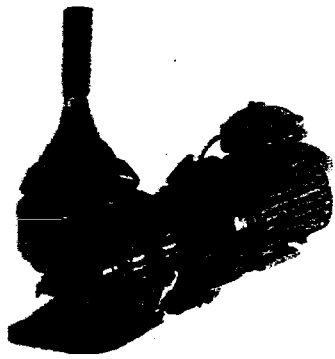


Рисунок 3.5 – Ключ механический трубный АПР – 2ВБ

Центратор предназначен для центрирования колонны труб относительно автомата. Для труб диаметром 60, 73 и 89 мм основными узлами центратора служат пьедестал, фиксатор и втулки.

Перемещение блока клиньевой подвески вверх и вниз осуществляется при помощи балансира с грузом.

Электроинерционный привод представляет собой отключаемый маховик, установленный на валу электродвигателя.

Применяется в умеренном и холодном макроклиматических условиях.

Технические характеристики трубного ключа КМУ-50 и АПР-2ВБ приведены в таблице 3.3, общие виды на рисунках 3.4 и 3.5, кинематические схемы -3.6 и 3.7.

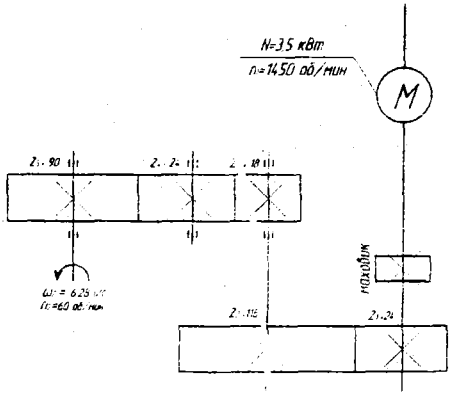


Рисунок 3.6 - Кинематическая схема КМУ

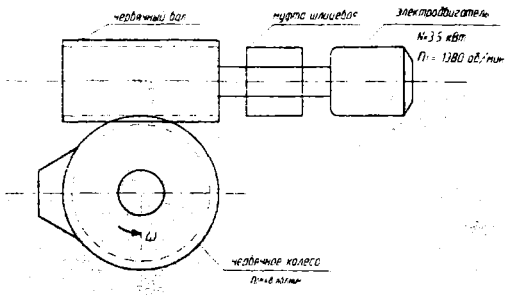


Рисунок 3.7 - Кинематическая схема АПР-2ВБ

3.3 Спайдеры

Механический спайдер СМ-32 предназначен для захвата и удерживания на весу колонны насосно-компрессорных труб при спуско-подъемных операциях. Спайдер состоит из корпуса, в нижней части которого расположен центратор, который удерживает насосно-компрессорные трубы в спайдере концентрично, удерживаемой подпружинным фиксатором. С корпусом шарнирно соединен рычаг управления, к одному концу которого прикреплена клиновая подвеска. С корпусом при помощи неподвижного пальца соединена створка. Клиновая подвеска состоит из трех клиньев – одного центрального и двух боковых. Боковые клинья соединены с центральным шарнирно м подпружинены в направлении раскрытия. Плашки спайдера для удобства замены унифицированы с плашками автомата АПР. В основании спайдера имеются лапы с прорезями для крепления к устью скважины. Спайдер устанавливают на устье скважины, центрируют, закрепляют болтами на время подъема и спуска труб.

Спайдер АСГ-80 используется в тех случаях, когда применение автомата АПР по каким-либо причинам невозможно или нецелесообразно. Спайдер предназначается для автоматизации операции захвата, удержания, освобождения и центрирования колонны насосно-компрессорных труб при текущем и капитальном ремонте скважин. Применение спайдера значительно облегчает труд операторов и ускоряет ремонт скважин. Особенностью спайдера АСГ-80 является унификация основных его узлов и деталей с автоматом АПР. К ним относятся клиновые подвески в сборе всех размеров, корпус центратора в сборе, втулки центраторов всех размеров, корпус клиньев, клинья, плашки, направления и детали подвести клиньев.

Технические характеристики спайдеров СМ-32 и АСГ-80 приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики спайдеров

Характеристика	СМ-32	АСГ-80
1 Грузоподъемность, т	32	80
2 Диаметр захватываемых труб, мм	48,60 и 73	48 - 114
3 Габаритные размеры, мм • длина • ширина • высота	 475 440 335	 380 365 335
4. Масса, кг	62	65

3.4 Ключи трубные для работы с механическими приводными ключами

Свинчивание и развинчивание насосно-компрессорных, бурильных труб и насосных штанг осуществляется применением ключей различных конструкций. При работе с трубами в основном применяются ключи шарниные и цепные. Шарнирные легче цепных, удобны и просты в эксплуатации. При работе с шарнирными ключами наружная поверхность труб в меньшей степени подвергается повреждениям.

Ключи выпускаются для ручного свинчивания и развинчивания труб и штанг и для работы с механическими ключами типа АПР и КМУ.

Ключи КТГУ, выпускаемые взамен ключей КТГ, применяются с механическими и гидравлическими устройствами типа АПР и КМУ.

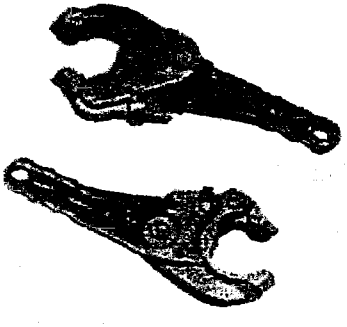


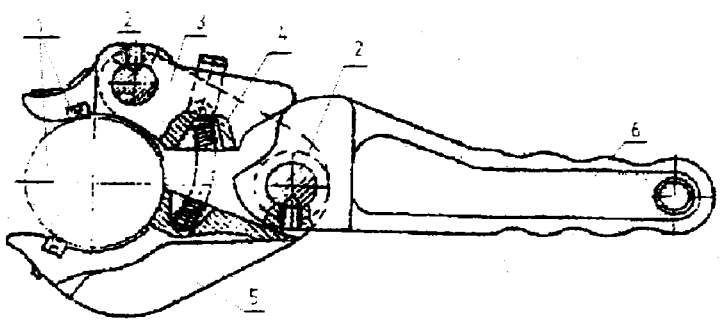
Рисунок 3.8 - Ключ трубный КТГУ

Общий вид ключа представлен на рисунке 3.8, компоновка элементов на рисунке 3.9. Ключ состоит из рукоятки 6 и створки 3, шарнирно соединенных с челюстью 5 при помощи пальца 2. При надевании ключа на трубу створка 3 поворачивается вокруг пальца 2 и под действием пружины 4 плотно прижимается сухарем 1 к трубе. В отличие от КТГ ключ КТГУ имеет два сухаря.

Технические характеристики ключей КТГУ для разных диаметров труб приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Технические характеристики ключей КТГУ

Характеристики	КТГУ-60	КТГУ-73	КТГУ-89
1 Условный диаметр труб, мм	60	73	89
2 Максимальный крутящий момент, кН·м	2,5	3,0	3,5
3 Габаритные размеры, мм • длина • ширина • высота	 360 150 46	 376 160 55	 414 185 55
4 Масса, кг	4	5	7



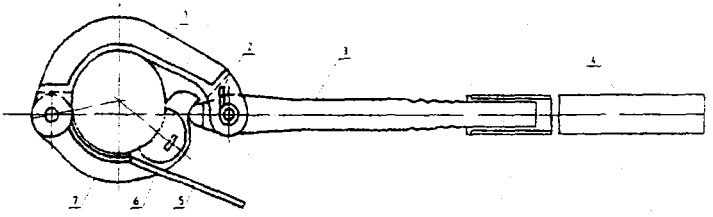
1 – сухарь; 2 – палец; 3 – створка; 4 – пружина; 5 – челюсть; 6 – рукоятка

Рисунок 3.9 – Ключ трубный КТГУ

Ключи КТД – трубные двухшарнирные, изготавливаются двух исполнений – для ручной работы тип КТД и для работы с механизмами тип КТДУ с укороченной рукояткой.

Ключ КТД (рисунок 3.10) состоит из большой 1 и малой 7 челюстей, рукоятки 3, шарнирно соединенных между собой. На оси шарнира большой челюсти и рукоятки насажена пружина 2, стягивающая челюсти к центру образующих дуг, за счет чего ключ удерживается на трубе. На

малой челюсти расположен самоустанавливающийся сухарь 6 с дугообразной зубчатой поверхностью. Благодаря которой сухарь по всей поверхности контактирует с трубой.



1- челюсть большая; 2 – пружина; 3 – рукоятка большая; 4 – труба удлинитель; 5 - рукоятка малая; 6 – самоустанавливающийся сухарь; 7 – челюсть малая

Рисунок 3.10 – Ключ трубный КТД

Ключи трубные одношарнирные типа КОТ

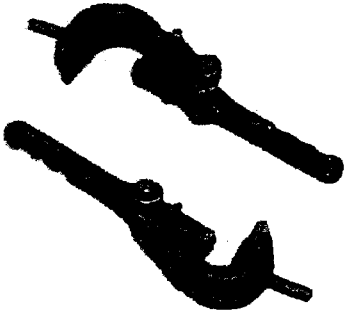


Рисунок 3.11–Общий вид ключа КОТ

Назначение – проведение ремонтных работ на скважинах, в том числе при спускоподъемных операциях насосно-компрессорных труб с применением ключа-автомата АПР-2ВБ.

Общий вид трубных ключей типа КОТ и технические характеристики приведены на рисунке 3.11 и в таблице 3.3 соответственно.

3.5 Элеваторы штанговые

Элеваторы штанговые ЭШН (рисунок 3.12)

Предназначены для захвата и удержания штанг в процессе спуско-наладочных операций при текущем ремонте скважин.

Элеватор штанговый ЭШН, общий вид которого показан на рисунке 3.13, состоит из кованого корпуса подковообразной формы с зевом для ввода штанги. В корпусе имеется кольцевая расточка, в которую вставляется разрезная втулка, с помощью которой открывается или закрывается зев элеватора. На опорном выступе корпуса элеватора

устанавливается сменный вкладыш повышенной твердости. Сменные вкладыши изготавливаются трех размеров, крепятся они к корпусу с помощью винта. Штроп шарнирно укреплен на боковых выступах корпуса, изогнутая часть штропа в целях повышения прочности усилена. В рабочем положении при закрытом элеваторе рукоятка утапливается в расширенной части зева, что предохраняет элеватор от самопроизвольного открытия..

Технические характеристики элеватора приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 –Технические характеристики элеваторов ЭШН

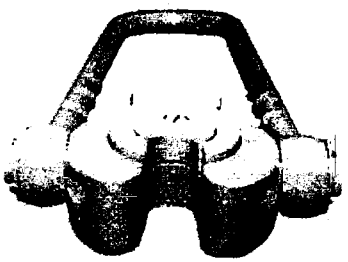


Рисунок 3.13 – Общий вид элеватора ЭШН

Характеристика	ЭШН-5	ЭШН-10
Грузоподъемность, т	5	10
Диаметр захватываемых штанг, мм	12, 16, 19, 22	16, 19, 22, 25
Диаметр штропа, мм	22	25
Габаритные размеры, мм • высота • длина • ширина	 490 225 125	 500 230 125
Масса, кг	9,7	12,7

Элеватор полированных штанг ЭПШ 20

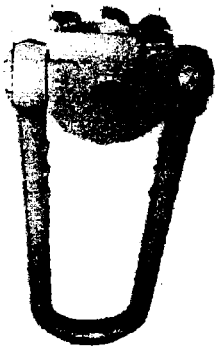


Рисунок 3.14 – Общий вид элеватора ЭПШ 20

Предназначен для захвата и удержания полированных штанг в процессе спускоподъемных операций при ремонте скважин. Общий вид элеватора ЭПШ 20 показан на рисунке 3.14. Технические характеристики элеватора ЭПШ 20 следующие:

1. Грузоподъемность, т 20
2. Диаметр захватываемых штанг, мм 30
3. Диаметр штропа, мм 32
4. Габаритные размеры, мм
   - высота 555
   - длина 225
   - ширина 163
5. Масса, кг 18

3.6 Ключи штанговые

Свинчивание и развинчивание насосных штанг и муфт при ремонте скважин осуществляется при помощи штанговых ключей, изготавливаемых для работ вручную и с автоматами.

Ключ КШ (рисунок) предназначен для ручной работы.

Взамен штангового ключа КШ разработан ключ штанговый шарнирный КШШ 16-25, который заменяют три типоразмера ключа КШ.

Ключ КШШ 16-25 состоит из рукоятки и шарнирной головки, прижимаемой к пружиной к головке рукоятки. Максимальный крутящий момент ключа 980 Н м. Масса -2,0 кг.

Ключи штанговые ручные КШ

Предназначены для свинчивания и развинчивания штанг при проведении монтажно-демонтажных и спускоподъемных операций.

Общий вид ключа КШ и его технические характеристики соответственно приведены на рисунке 3.12 и в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Техническая характеристика ключей КШ

Шифр ключа	КШ-16	КШ-19 КШ-22	КШ-25
Ширина зева, мм	23	27	
Габаритные размеры, мм • длина • ширина • высота	 490 22 30	 710 27 30	 710 32 36
Масса, кг	3,5	4,7	6,5

Рисунок 3.12 – Общий вид ключа КШ

Круговой штанговый ключ КШК с регулируемыми зажимными плашками

Применяется для отвинчивания штанг при закрепленном плунжере скважинного насоса. Во время подземного ремонта скважин при заедании плунжера скважинного насоса приходится поднимать трубы вместе со штангами. Так как муфтовые соединения труб не совпадают с соединениями штанг, после отвинчивания очередной трубы над муфтой, установленной на элеваторе, будет находиться гладкое тело штанги, захват которого штанговым ключом невозможен. Отвинчивать штанги цепным ключом опасно, так как вследствие пружинящего действия штанги ключ может вырваться из рук и нанести травму.

В круговом ключе штанги захватываются плашками, имеющими угловые вырезы с зубьями. Одна из плашек неподвижная и закреплена штифтами к внутренней части ключа, а вторая подвижная – к внутреннему концу зажимного стержня

3.7 Ключ цепной

Ключ цепной применяется при ручном свинчивании и развинчивании труб различного диаметра.

Ключ состоит из рукоятки, двух шарнирно соединенных щек с зубьями и цепи с плоскими шарнирными звеньями. Для придания прочности щеки термически обрабатываются. При работе цепь ключа необходимо плотно уложить вокруг трубы и захватит одно звено выступом головки рукоятки.

Недостатком ключа является его большой вес, неудобство зарядки ключа на трубе и освобождение цепи при заклинивании ее в щеках, а также разрушение наружной поверхности трубы зубьями щек. В процессе работы с цепным ключом требуется постоянно следить за исправным состоянием цепи и зубьев щек.

Изготавливаются цепные ключи двух типов (рисунок 3.7): КЦН – ключ цепной нормальный, КЦО – облегченный.

Таблица 3.7 - Технические характеристики цепных ключей

Показатель	КЦО-1	КЦН-1	КЦН-2	КЦН-3
Условный диаметр труб, мм	60-114	60-114	114-146	146-245
Допустимое усилие на рукоятке, кН	0,95	0,95	1,15	1,4
Длина цепи, мм	665	665	945	1370
Габаритные размеры, мм				
• длина	660	1160	1570	2100
• ширина	92	92	122	150
• высота	110	110	136	165
Масса, кг	9,2	17,1	24,6	46,1

4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

После капитального ремонта скважин, а также после окончания бурения скважины осваиваются. Освоение скважин – это комплекс работ, конечная цель которого вызов притока жидкости из пласта в скважину. Нефтегазопроявления в скважине, заглушенной промывочной жидкостью, начинаются тогда, когда пластовое давление превышает давление столба промывочной жидкости. Все методы вызова притока жидкости из пласта основаны на принципе снижения давления на забой и осуществляются понижением уровня или уменьшением плотности жидкости, заполняющей скважину. При этом также решается задача очистки забоя скважины, являющаяся неотъемлемым условием освоения скважины. В нефтепромысловой практике нашли применение несколько методов освоения скважин (таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Методы освоения скважин и принципы их действия

Методы освоения скважин	Принципы снижения давления на забой
1 Промывка	замещение жидкости в скважине жидкостью с меньшей плотностью
2 Свабирование	понижение уровня жидкости в скважине извлечением её при помощи поршня
3 Тартание	понижение уровня жидкости в скважине при помощи желонки
4 Компрессорный	уменьшение плотности жидкости в скважине подачей сжатого воздуха
5 Переменных давлений	очистка призабойной зоны скважины «раскачиванием» забойного давления

4.1 Промывочные агрегаты

Промывочные агрегаты применяются для очистки забоя от бурового раствора после бурения и заканчивания скважин, от песчаных пробок, от ила, скопившегося в процессе эксплуатации скважин, а также для других промывочно-продавочных работ, проводимых при подземном и капитальном ремонте скважин.

Методов очистки забоя, особенно от песчаных пробок, много. Но метод промывки забоя жидкостью является самым распространенным. Промывка производиться водой, нефтью, аэрированным глинистым раствором, пенистыми растворами.

При промывке забоя используют следующее оборудование:

1) Промывочные агрегаты, обеспечивающие циркуляцию рабочей жидкости в скважине. Они включают в состав: насос, промежуточную трансмиссию и двигатель.

2) Подъёмные агрегаты, осуществляющие спуско-подъёмные операции и поддерживающие колонну труб на весу над устьем скважины.

3) Оборудование устья скважины, зависящее от применяемого метода промывки.

4) Промывочные трубы, обеспечивающие в зависимости от применяемого метода подачу рабочей жидкости в скважину или вынос на поверхность водо-песчаной смеси. В качестве промывочных труб применяются насосно-компрессорные трубы.

К промывочным агрегатам предъявляются следующие требования:

1) Промывочные агрегаты должны обладать широким диапазоном по подаче и создаваемому давлению в пределах установленной мощности.

2) Расход жидкости создаваемый промывочным агрегатом, должен обеспечивать вынос песка.

Скорость выноса песка на поверхность зависит от восходящей скорости промывочной жидкости в подъемной колонне и относительной скорости оседания песка $v_п$:

$$v_п = v_ж + v_{ос}, \qquad (4.1)$$

где $v_ж$ – средняя скорость восходящего потока жидкости; $v_{ос}$ – скорость оседания песка.

Средняя восходящая скорость промывочной жидкости определяется по формуле

$$v_ж = Q/F \qquad (4.2)$$

Чтобы песчинки не накапливались около стенки, где скорость низка, движение жидкости должно носить турбулентный режим.

Скорость свободного оседания частиц песка в жидкости определяется формулой Стокса

$$v_{ос} = d^2 (\rho_п - \rho_с) g / 18\mu_с, \qquad (4.3)$$

где d– диаметр песчинки; $\rho_п$ и $\rho_с$- плотности песчинок и дисперсионной среды; g=9,81 м/с; μ - динамическая вязкость среды.

Из равенства $v_ж = v_{ос}$ находим подачу насоса Q и затем принимаем Qраб > Q (по возможности меньше).

Необходимое давление на нагнетательной системе промывочного насоса

$$P_н = P_{восх.} + P_{нисх.} + P_{урав.} + P_{вертл.} + P_{шланг} + P_{маниф.} + P_с \qquad (4.4)$$

В формуле (4.4) последовательно указаны потери давления восходящего потока; нисходящего потока; давление, необходимое для уравновешивания разности плотностей восходящего и нисходящего потоков; потери

давления в вертлюге, шланге, манифольде и в сужающем устройстве при применении насадки для разрушения пробки.

3) Промывочные агрегаты должны быть смонтированы на транспортных средствах.

4) Обвязка (манифольд) промывочного агрегата, состоящая из устройства для приёма рабочей жидкости и нагнетания её в скважину, должна быть несложной и легко монтироваться и демонтироваться.

5) Промывочный агрегат должен быть простым в управлении и должен обладать достаточной прочностью, надёжностью и долговечностью.

6) Он должен иметь высокую экономичность, которая оценивается полным коэффициентом полезного действия.

Наиболее распространен метод промывки скважины. Достоинством данного метода является простата и высокая эффективность. Недостатком метода являются следующие факторы:

- создаётся давление промывочной жидкости на пласт;
- при промывке значительная доля подаваемой в скважину жидкости заходит в пласт. Вследствие этого скважинный насос в первое время (иногда 2-3 дня) практически не подает нефть, откачивая при этом лишь воду;
- при этом из пласта в скважину выноситься песок, занесенный в него при капитальном ремонте скважины.

4.2 Техническая характеристика и кинематическая схема промывочного агрегата УН1–100-200 (Азинмаш – 35А), УН1Т–100-200, УН1Т – 100-250

В настоящее время для промывки песчаных пробок применяются насосные установки УН1-100-200, УН1Т-100-200, УН1Т-100-250.

Агрегат УН1Т-100-200 (б. Азинмаш-32М установлен на гусеничном тракторе Т-130.1.Г-1. В состав агрегата входит насос, трансмиссия, манифольд и пульт управления, расположенный в кабине.

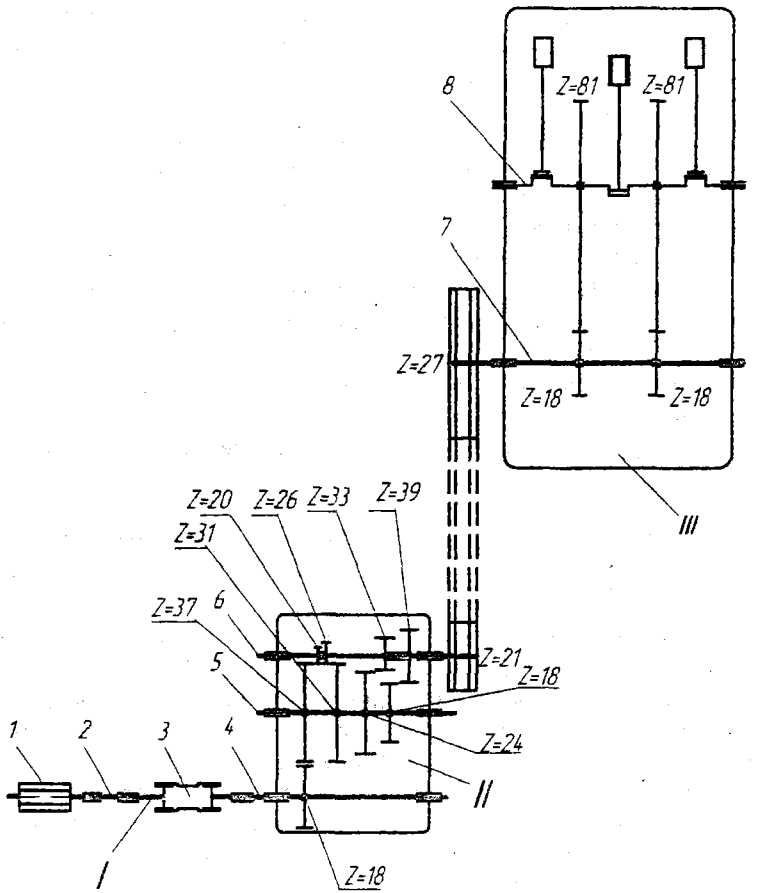
Насос 2НП-100 имеет три горизонтальных плунжера, по принципу действия - одностороннего действия. Привод насоса осуществляется от тягового двигателя через коробку отбора мощности, коробку передач и цепной редуктор (рисунок 4.1).

Агрегат УН1Т-100-200 в отличие от Азинмаш-32М имеет систему обогрева и продувки гидравлической части насоса и нагнетательного манифольда выхлопными газами тягового двигателя трактора. Установка рассчитана для работы в холодном климате. Манифольд агрегата состоит из приёмного трубопровода и напорного трубопровода. Линии трубопроводов оборудованы необходимой запорной арматурой.

Трубопровод, проложенный из скважины, соединяется с агрегатом при помощи гибкого металлического шланга.

Изготовитель установки – Бакинский машзавод им. Ю. Касимова.

Технические характеристики промывочных агрегатов приведены в таблице 4.2.



I – узел отбора мощности; II - коробка передач: III - промывочный насос;
1 - соединительная муфта; 2. 4 – приемный вал; 3 - карданный вал; 5 - промежуточный вал; 6 - выводной вал: 7 - трансмиссионный вал насоса; 8 – коленчатый вал

Рисунок 4.1 – Кинематическая схема промывочного агрегата Азинмаш – 32М

Таблица 4.2 - Технические характеристики промывочных агрегатов

Основные показатели	УН1-100-200	УН1Т-100-200	УН1Т-100-250
1 Транспортная база	ЗИЛ – 431412	Т –130	Т – 130МГ-1
2 Привод	Тяговый двигатель		
3 Мощность, кВт	110	118	118
4 Полезная мощность, кВт	83	84,5	84,5
5 Насос	2НП-160	НП-100-Л1	НП-100
6 Диаметр плунжера, мм	125		
7 Длина хода плунжера, мм	125		
8 Наибольшее число двойных ходов плунжера в минуту	206	206	212
9 Наибольшее давление, МПа	20	20	25*
10 Наибольшая идеальная подача, $дм^3/с$	17,7	15,8	16,3
11 Условный диаметр трубопроводов, мм			
• приёмного	100	100	100
• нагнетательного	50	50	50

*Повышение давления произошло за счет уменьшения числа двойных ходов

Насос 2НП-160 трехплунжерный горизонтальный, приводится в действие от тягового двигателя автомобиля через односкоростную коробку отбора мощности.

Технические характеристики насосов при оборотах двигателя $n_{дв}$=850/1250 об/мин приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Технические характеристики насосов

Число двойных ходов в мин	2НП-160		НП-100-Л1		НП-100	
	Q, л/с	p, МПа	Q, л/с	p, МПа	Q, л/с	p, МПа
50,2	4,32	20	4,6/60,5	20/20	3,5/45	25/25
89,5	7,73	11	6,7/88,37	14/14	5,8/76	14,8/14,8
140	12,05	7	10,3/134	9,2/9,2	9,6/125	9/9
206	17,75	4,8	15,8/206	6/6	16,3/21	5,3/5,3

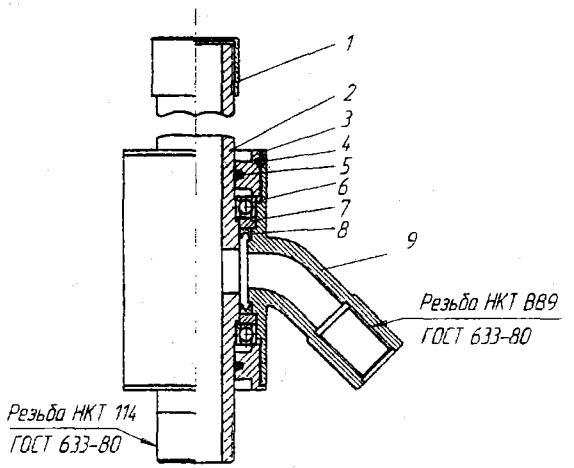
4.3 Промывочный вертлюг типа ВП

Промывка песчаных пробок в эксплуатационных скважинах нефтью или водой осуществляется промывочными вертлюгами. Наиболее широко применяются вертлюги ВП –50х100 (рисунок 4.2).

Вертлюг состоит из ствола 1 и корпуса 3 с отводом 9 под промывочный шланг. В корпусе вертлюга установлены два радиальных шарикоподшипника 6, обеспечивающие свободное вращение ствола. Внутренняя полость корпуса в верхней и нижней частях герметизируется от проникновения промывочной жидкости самоуплотняющимися манжетами 8, а от пыли и грязи – войлочными уплотнениями 5. Промывочные трубы присоединяются к нижнему концу ствола. Трубный элеватор закрепляется на стволе под колпаком 1, навинченным на верхнюю часть ствола. При работе корпус находится под нагрузкой только от веса промывочного шланга.

Промывочные вертлюги предусматриваются двух исполнений: исполнение I - с фланцевым отводом и исполнение II - с резьбовым отводом. Нормалью предусмотрены два типоразмера вертлюгов: ВП-50х100 (бывший 4ВП-50) и ВП-80х200, где первая цифра обозначает грузоподъемность в т, вторая – рабочее давление.

Габаритные размеры вертлюга ВП-50Х100 с фланцевым отводом (ширина и высота) 365Х690 мм, с резьбовым отводом - 220Х690 мм, масса - 40 кг; вертлюга ВП-80Х200 с фланцевым отводом – 455Х830 мм, с резьбовым – 410Х830 мм, масса – 90 кг.



1 - колпак;
2 - ствол;
3 - корпус;
4 - штифт;
5 – войлочное уплотнение;
6 – шарико-подшипник;
7 - букса;
8 – самоуплотняющаяся манжета;
9 -отвод

Рисунок 4.2 - Промывочный вертлюг

Промывочный вертлюг обеспечивает проворачивание инструмента и подачу промывочной жидкости через шланговые соединение в колонну труб к забою скважины. Применяются в умеренном и холодном (район 1_2) климатических условиях. Вертлюги подвешиваются на элеваторах любого типа, надеваемых под колпак ствола вертлюга.

Отвод с промывочным шлангом располагают под элеватором. Масса присоединенной колонны через ствол вертлюга передается на элеватор. При этом корпус вертлюга испытывает нагрузки только от давления прокачиваемой жидкости и массы промывочного шланга. Соединение промывочного шланга с вертлюгом – быстросборное.

Изготовитель – Машиностроительный завод им. Сардарова (г.Баку) и НПО «Сибнефтегазпроммаш» (г. Тюмень). Технические характеристики промывочных вертлюгов типа ВП приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Технические характеристики промывочных вертлюгов

Основные показатели	ВМ ВП 50х160	ВМ ВП 80х200	ВПС 50х160
Грузоподъемность, кН (т)	500 (50)	800 (80)	500(50)
Рабочее давление, МПа	16	20	16
Условный проход ствола, мм	50	75	50
Габаритные размеры, мм:			
• ширина по корпусу	160	200	370
• ширина по отводу	270	410	-
• высота	732	880	740
Масса (не более), кг:			
• в собранном виде	48	108	40
• полного комплекта	64	135	60

К перспективному методу освоения скважин с одновременной очисткой призабойной зоны и декольматацией порового пространства относится метод «переменных давлений». Зная, что причинами, приводящими к кольматации призабойной зоны, являются отложения асфальтосмолистых веществ, накопления воды с образованием вязких эмульсий, песка, глины, ила, цемента и других механических частиц, производится «раскачивание» призабойной зоны периодически изменяющимся давлением, создаваемым различными способами. К таким способам обычно относят ударно-волновое, вибросейсмическое, виброволновое воздействия, которые приводят к улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Удаление кольматанта также производится применением химических методов и горячих промывок. Эффективность создания депрессивного воздействия доказана практикой применения на сложных месторождениях нефти и газа.

II ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Продуктивность скважины в значительной степени зависит от состояния ее призабойной зоны. В ней плотность тока жидкости высокая, следовательно, скорости также высокие. Гидравлические потери, как известно, зависят от квадрата скорости. Поэтому обеспечение высокой проницаемости пласта в призабойной зоне скважин является острейшей необходимостью для повышения производительности скважин.

Под призабойной зоной понимается условное пространство, которое реагирует на изменение забойного давления и способно откликаться на те или иные гидродинамические воздействия, осуществляемые в стволе скважины.

5 ТЕХНОЛОГИЯ И АГРЕГАТЫ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Во многих случаях изначально низкая производительность скважин или снижение дебитов в процессе эксплуатации обусловливаются слабой проницаемостью пород пласта или закупоркой пор пласта в призабойной зоне. Одной из основных причин снижения проницаемости пород призабойной зоны является проникновение жидкости глушения с образованием зон кольматации. Для восстановления и улучшения производительности эксплуатационных скважин применяют различные методы воздействия на призабойную зону пласта. Эти методы подразделяются на три основные группы - механические, химические, тепловые. Наиболее эффективным из них является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Сущность этого метода заключается в образовании новых или расширении имеющихся трещин в призабойной зоне скважины. Это достигается путем создания высоких давлений закачкой загущенной жидкости с последующей закачкой песчано-жидкостной смеси для предотвращения смыкания образовавшихся трещин после снижения давления. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров. Эти трещины связывают скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Наличие трещин в призабойной зоне приводит к увеличению проницаемости пород, следовательно, к увеличению притока нефти или газа из пласта в скважину. Однако в некоторых случаях прирост дебитов нефти после ГРП сопровождается еще более интенсивным приростом дебитов воды, что существенно снижает его эффективность. Подобное явление характерно для случаев, когда трещина гидроразрыва развивается перпендикулярно фронту вытеснения нефти водой,

закачиваемой в пласт. Реже встречаются случаи, когда причиной резкого обводнения продукции после ГРП является негерметичность колонны, либо заколонного цементного кольца. Кроме того пропант, который выносится из трещин в процессе эксплуатации скважин, приводит к катастрофическому износу и преждевременному отказу оборудования для добычи нефти.

Процесс гидравлического разрыва в большой степени зависит от физических свойств жидкости, в частности, от ее вязкости и фильтрационных качеств. Повышение вязкости так же, как и уменьшение фильтруемости жидкостей, осуществляется введением в них соответствующих добавок. Такими загустителями для углеводородных жидкостей являются соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей, например, нефтяной гудрон и другие отходы нефтепереработки. Значительной вязкостью и высокой песконесущей способностью обладают некоторые нефти, керосино-кислотные и нефтекислотные эмульсии и водонефтяные эмульсии. Эти жидкости и используются в качестве жидкостей разрыва и жидкостей-песконосителей при гидравлическом разрыве плстов в нефтяных скважинах. Применение жидкостей разрыва и жидкостей-песконосителей на углеводородной основе для разрыва пластов в водонагнетательных скважинах может привести к ухудшению проницаемости пород для воды вследствие образования смесей воды с углеводородами. Во избежания этого явления пласты в водонагнетательных скважинах разрывают загущенной водой. Для загущения применяют сульфид-спиртовую борду (ССБ) и другие производные целлюлозы, хорошо растворимые в воде.

Песок, предназначенный для заполнения трещин, должен удовлетворять следующим требованиям:

- образовывать прочные песчаные подушки и не разрушаться под давлением;
- сохранять высокую проницаемость под действием внешнего давления.

Этим требованиям удовлетворяет крупнозернистый, хорошо окатанный и однородный по гранулометрическому составу песок, обладающий высокой механической прочностью. Наибольшее применение получили чистые кварцевые пески с размером зерен от 0,5 до 1,0 мм. Концентрация песка принимается в пределах 0,20…0,25 кг/л.

5.1 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Для гидроразрыва пласта выбирают скважины с низкой продуктивностью, обусловленной естественной малой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при вскрытии пласта. Необходимо также, чтобы пластовое давление было достаточным для обеспечения притока нефти в

скважину. До разрыва пород скважину исследуют на приток и определяют ее поглотительную способность и давление поглощения. Результаты исследования на приток и данные о поглотительной способности скважины до и после разрыва дают возможность судить о результатах операции, помогают ориентировочно оценить давления разрыва, судить о изменениях проницаемости пород призабойной зоны после разрыва. Перед началом работ скважину очищают от грязи, дренирование и промывают, чтобы улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны. Хорошие результаты разрыва можно получить при предварительной обработке скважины соляной или глинокислотой (смесь соляной и плавиковой кислот), поскольку при вскрытии пласта проницаемость пород ухудшается в тех интервалах, куда больше всего проникает фильтрат и глинистый раствор. Такими пропластками являются наиболее проницаемые участки разреза, которые после вскрытия пласта при бурении на глинистом растворе становятся иногда мало проницаемыми для жидкости разрыва. После предварительной кислотной обработки улучшаются фильтрационные свойства таких пластов, что создает благоприятные условия для образования трещин.

В промытую и очищенную скважину, спускают насосные трубы диаметром 89 или 102 мм, по которым жидкость разрыва подается на забой. При спуске труб меньшего диаметра, вследствие значительных потерь давления, процесс разрыва затрудняется. Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над продуктивным пластом устанавливается пакер, от перемещения по колонне который, защищается гидравлическим якорем.

Устье скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания жидкостей. Разрыв пласта осуществляется нагнетанием в трубы жидкости разрыва, до момента расслоения пласта, который отмечается значительным увеличением приемистости скважины. После образования трещин в пласт нагнетают жидкость-песконоситель. Наибольший эффект достигается при закачке жидкости-песконосителя на больших скоростях и высоких давлениях нагнетания. Жидкость-песконоситель продавливают в пласт в объеме труб, путем нагнетания в скважину продавочной жидкости, в качестве которой используют нефть для нефтяных скважин и воду для нагнетательных. После этого устье скважины закрывают и оставляют ее в покое до снижения устьевого давления до первоначального. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к ее освоению.

Для улучшения условий притока можно применять и многократный разрыв пласта. Сущность его заключается в том, что в разрезе продуктивного пласта на разных глубинах совершают несколько гидроразрывов и таким образом существенно увеличивают проницаемость пород призабойной зоны в скважинах.

5.2 Требования, предъявляемые к агрегатам для ГРП

Оборудование, обеспечивающее ГРП, состоит из насосного и пескосмесительного агрегатов, автоцистерн, блока манифольда, арматуры устья, пакера, якоря и колоны насосно-компресорных труб.

Операция гидравлического разрыва пласта включает три стадии:

1) нагнетание в пласт жидкости разрыва (нефть, вода);
2) нагнетание жидкости – песконосителя;
3) закачка продавочной жидкости (вода, нефть, раствор кислоты).

Совершенно очевидно, что оборудование должно обеспечивать технологию гидроразрыва пласта, т.е.:

- оно должно регулировать параметры каждой стадии гидравлического разрыва в отдельности;
- обладать эксплуатационной надежностью;
- оно должно быть смонтировано на транспортных средствах для обслуживания скважин, отдаленных друг от друга;
- естественно, в этих условиях следует избегать больших масс и значительных затрат времени на монтажно-демонтажные работы.

Основным условием ГРП является создание давления, обеспечивающего образование трещин в пласте. Для этого нужно иметь давление жидкости, превышающее горное давление пласта. По данным Г.В.Молчанова, горное давление для нормальных (а не аномальных) условий, можно предварительно определить по формуле

$$p=(1,5 \dots 2,5)L\cdot\rho\cdot g\,. \qquad (5.1)$$

По данным треста "Башнефтегеофизика", величина средневзвешенной плотности пород Туймазинского месторождения для пластов

$$C_1^{2h} \text{ -. } \rho=2600 \text{ кг/м}^3;\ D_{4,2} \text{ -. } \rho=2560 \text{ кг/м}^3.$$

Не менее важным параметром ГРП является темп закачки жидкости, который должен обеспечиваться при разрыве пласта всеми агрегатами. Для принятого темпа закачки q и подаче одного насосного агрегата при давлении гидравлического разрыва. $q_{агр}$ число агрегатов с учетом одного резервного составит

$$n = q/q_{агр} + 1. \qquad (5.2)$$

Из практики известно, что при темпе закачки q=30 л/с достигается развитие имеющихся трещин или раскрытие новых. Численный расчет дает следующие результаты:

насосных агрегатов n = 30/10 + 1 = 4;

пескосмесительных агрегатов n = 30/10 + 1 = 4;

автоцисцерн n =30/55 + 1 =2.

Суммарное количество агрегатов составляет $\sum n$=4+4 +2 =10 единиц.

При использовании для привода насосов двигателя транспортной базы понадобилось бы следующее количество только насосных агрегатов:

$$n = N / N_{дв.} = 1500/150 = 10,$$

где N – необходимая гидравлическая мощность, которая рассчитывается по известной формуле

$$N = p \cdot Q = 500 \cdot 10^5 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 1500 \cdot 10^3 \text{ Вт} = 1500 \text{ кВт};$$

$N_{дв.}$ - мощность двигателя одного автомобиля, равная 150 кВт.

В качестве жидкости разрыва для водонагнетательных скважин используют закачиваемую воду, раствор ССБ или воду с ПАВ и заправленную полимерами, а для нефтедобывающих - нефть, эмульсию или специальные жидкости для ГРП.

Последовательность проведения ГРП сводится к следующим операциям:

- оценка давления разрыва пласта и рабочего давления агрегатов;
- выбор технологической схемы процесса (однократный и поинтервальный и т.д.), рабочих жидкостей, способа расширения трещин;
- расчет технологических параметров закачек;
- подбор и расчет технологически обеспеченного процесса.

5.3 Насосные агрегаты и их характеристики

Для гидравлического разрыва пласта применяется насосный агрегат УН1- 630х700А (б. 4АН-700). Насосный агрегат монтируется на шасси автоприцепа КрАЗ-257Б1А и включает следующие единицы:

1 Силовую установку 9СУ-800 и четырехцилиндровый дизельный двигатель В2-800ТК-С3 с газотурбинным наддувом и жидкостным охлаждением, эксплуатационной мощностью 545 кВт (740 л.с.) при $n_{дв}$=1800 об/мин.

Наибольшая мощность при $n_{дв}$=2000 об/мин. - 588 кВт.

Наибольший крутящий момент при $n_{дв}$=1200 об/мин - 3,12 кН·м.

2 Горизонтальный трехплунжерный насос одинарного действия типа 4Р-700.

3 Четырехступенчатую коробку перемены передач с дистанционным управлением из кабины водителя автомобиля.

4 Манифольд.

Техническая характеристика насосной установки приведена в таблице 5.1.

Основным узлом насосной установки является высоконапорный плунжерный насос 4Р-700, техническая характеристика которого приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Техническая характеристика насосной установки

Показатель	Значение
1 Диаметр сменных плунжеров, мм	100, 120
2 Длина хода плунжера, мм	200
3 Наибольшее число двойных ходов, ход/мин	192
4. Максимальная подача, л/с	22
5. Давление при максимальной подаче, МПа	21
6. Максимальное давление, МПа	70
7. Подача при максимальном давлении, л/с	6,3

Таблица 5.2 - Техническая характеристика насоса 4Р-700

Пере-дача	Частота двойных ходов, об/мин	Давление в МПа при диаметре плунжера, мм		Подача в л/с при диаметре плунжера, мм	
		100	120	100	120
1	80	71,9	50	6,3	9
2	104	52,9	36,6	8,5	12,3
3	153	37,4	26	12	17,3
4	192	29,8	20,7	15	22

5.4 Пескосмесительные агрегаты и их характеристики

Пескосмесительные агрегаты предназначены для транспортирования песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи её к насосным агрегатам при гидравлическом разрыве нефтяных и газовых пластов и гидропескоструйных процессах.

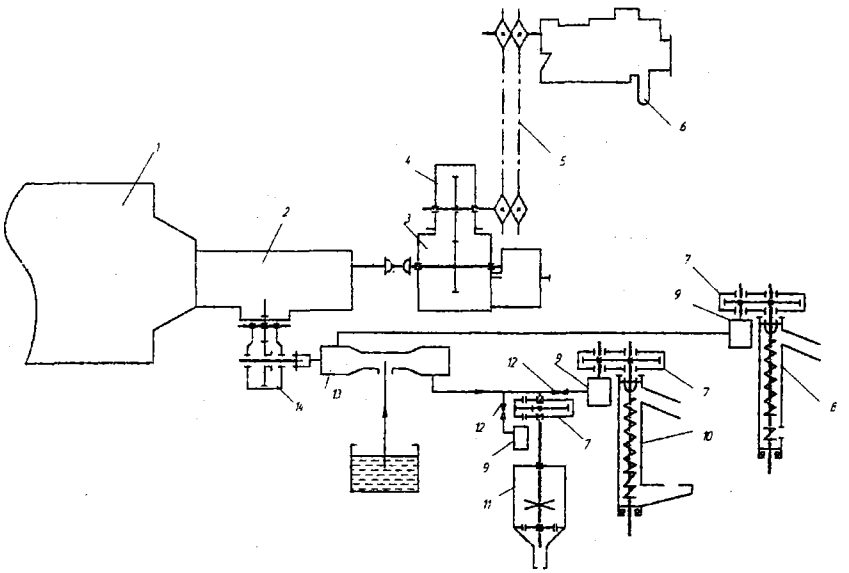
Кинематическая схема установки УСП-50 показана на рисунке 5.1, техническая характеристика приведена в таблице 5.3.

Основные узлы установки: бункер с рабочим и загрузочным шнеками, смеситель, песковый насос, манифольд, гидросистема и пневмосистема, пост управления.

Бункер служит для транспортирования песка к месту работ и представляет собой сварную стальную конструкцию квадратного сечения с коническим днищем. Он разделен сплошной перегородкой на два равных отсека, позволяющих одновременно транспортировать песок различных фракций.

Загрузочный шнек служит для заполнения бункера песком, рабочий – для подачи песка из отсеков бункера в смеситель для приготовления песчано-жидкостной смеси.

Смеситель вместимостью 1 $м^3$ для приготовления песчано-жидкостных смесей представляет собой цилиндрическую емкость с коническим днищем. Внутри смонтирована лопастная мешалка и поплавковый уровнемер. Коническое днище заканчивается патрубком для отбора готовой смеси и подачи ее к насосным агрегатам.



1 – двигатель ЯМЗ-238; 2 – коробка передач автомобиля; 3 – раздаточная коробка; 4 – коробка отбора мощности привода пескового насоса; 5 – цепной редуктор; 6 – песковый насоса 5ПС-10; 7 – редуктор; 8 – рабочий шнек; 9 – гидромотор Г15-23; 10 – загрузочный шнек; 11 – мешалка; 12 – вентиль; 13 – масляный насос 25Г12-23; 14 – коробка отбора мощности привода масляного насоса

Рисунок 5.1 - Кинематическая схема установки УСП-50

Песковый насос 5ПС-10 для отбора готовой смеси из смесителя и подачи ее к насосным агрегатам с подпором 0,2-0,3 МПа приводится от тягового двигателя через коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке автомобиля, и цепной редуктор.

Манифольд установки состоит из приемного и раздаточного трубопроводов. Приемный трубопровод состоит из двух насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм, соединяющих быстросборными элементами смеситель и автоцистерну. Раздающий трубопровод манифольда соединяет парубок на коническом днище смесителя с

приемным патрубком пескового насоса, а также непосредственно с раздающим коллектором, с которым во время работы соединяются приемные линии насосных агрегатов. С этим же коллектором соединен и напорный патрубок пескового насоса 5ПС-10. Раздающий трубопровод имеет больший условный проход -125 мм, что дает возможность увеличитьотбор смеси из смесителя до 60 л/с. К раздающему трубопроводу одновременно могуть присоединяться четыре насосных агрегата.

Рабочий и загрузочный шнеки, а также лопастная мешалка смесителя приводятся гидромоторами Г15-23 через одноступенчатые редукторы. Гидросистема, обслуживающая пескосмесительный агрегат, обеспечивает бесступенчатое регулирование числа оборотов шнековых транспортеров и, следовательно, их производительности.

Таблица 5.3 - Техническая характеристика УСП-50

Основные показатели	УСП-50
1 Транспортная база	КрАЗ-257Б1А
2 Вместимость бункера, $м^3$	6,83
3 Наибольшая масса транспортируемого песка, т	9
4 Вместимость смесителя, $м^3$	1
5 Подача винтового конвейера, т/ч	
• рабочего	50
• загрузочного	25
6 Подача (при приготовлении песчано-жидкостной сме-	40
7 Масляный насос 25Г12-23	
• наибольшее давление, МПа	6,3
• вместимость масляного бака гидросистемы, $м^3$	0,2
8 Песковый насос 5ПС-10	
• максимальная подача подача, $м^3/с$	$60 \cdot 10^{-3}$
• минимальный напор, м в. ст.	20
9 Условный проход узлов манифольда, мм	
• приемного трубопровода	50
• раздающего трубопровода	125
10 Размеры пескосмесительной установки, мм	9530x2630x3750
11 Масса установки, кг	
• с грузом	22735
• без груза	13735

Коэффициент быстроходности 5ПС-10 (удельная частота вращения насоса) имеет следующее значение:

$$n_s = 3{,}65 n\sqrt{Q}/\sqrt[4]{H^3} = 3.65 \cdot 1500\sqrt{50 \cdot 10^{-3}}/\sqrt[4]{20^3} = 132.$$

Следовательно, он относится к нормальному центробежному типу. Мощность на создание одного метра напора составляет N=0,736 кВт.

Элементы узлов установки максимально унифицированы с соответствующими элементами агрегата 4ПА.

Транспортные характеристики пескосмесительных установок приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Транспортные характеристики пескосмесительных установок

Марка песко-смесителя	Транспортная база	Емкость цистерны или пескосмесителя		Емкость бункера, $м^3$	Тип насоса
		сечение	объем, $м^3$		
1 3АС-30 С	КрАЗ-255 Б	овальное	13	-	-
2 2ПА	ЯАЗ-210	-	0,5	10	-
3 3ПА	ЯАЗ-219	-	-	-	4НП
4 4ПА	КрАЗ-257		1	6,5	-
5 УПС-50	КрАЗ-257		1	6,83	5ПС-10
6 П-100	КрАЗ-257	-	-	-	5ПС-10

5.5 Автоцистерны и их характеристики

Автоцистерны предназначены для транспортирования жидкости для гидравлического разрыва пластов, подачи ее в пескосмесителный или насосный агрегаты. Они могут быть использованы для транспортирования и перекачивания других технологических жидкостей, исключая агрессивных жидкостей, разрушающее действующих на незащищенные поверхности металлов и разъедающих уплотнения запорной арматуры.

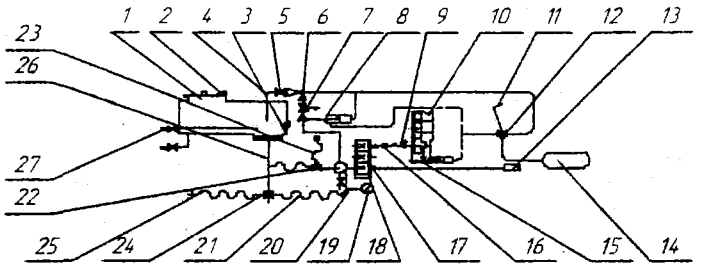
Автоцистерны позволяют заполнить свою цистерну жидкостью из другой емкости, подать жидкость из цистерны или другой емкости, минуя свою цистерну, перевозить жидкость по назначению. Они изготавливаются нескольких типов, в основном отличающихся вместимостью цистерны и транспортной базой.

Автоцистерна АЦН-11-257

Оборудование автоцистерны (рисунок 5.2) смонтировано на шасси автомобиля КрАЗ-257.

Цистерна представляет собой сварную емкость, поперечное сечение которой имеет форму эллипса. Дыхательный клапан, который смонтирован на люке для осмотра и ремонта, - шарикового типа. В переднем отсеке

цистерны расположен поплавковый указатель уровня. Вдоль цистерны в нижней ее части смонтирована труба для подогрева жидкости паром от стороннего источника непосредственным его впрыском в рабочую жидкость. В задней нижней части цистерны расположено устройство для слива жидкости самотеком, в передней нижней находится заборная труба с отстойником.



1-люк; 2-дыхательный клапан; 3-указатель уровня; 4-сброс; 5, 20-обратный клапан; 6-эжектор; 7- трёхходовой кран; 8-пневмоцилиндр; 9-предохранительная муфта; 10-коробка передач; 11-тяга; 12-трёхходовой кран; 13-измеритель тахометра; 14- ресивер; 15-коробка отбора мощностей; 16-карданный вал; 17-датчик тахометра; 18-насосный блок; 19-мановакуумметр; 21-напорный шланг; 22- трёхходовой кран; 23-всасывающий шланг; 24- трёхходовой фланцевый кран; 25-выкидной шланг; 26-заборное устройство с отстойником; 27- подогрев

Рисунок 5.2 - Принципиальная схема автоцистерны-11-257

Трансмиссия автоцистерны включает в себя коробку отбора мощности, карданный вал и насосный блок. На выходном концевала коробки отбора мощности смонтирована предохранительная муфта. Включение коробки отбора мощности производится сжатым воздухом от пневмосистемы автомобиля.

Насосный блок включает в себя редуктор и насос, представляющие собой единое целое. Редуктор одноступенчатый с паразитной шестерней на промежуточном валу. К корпусу редуктора крепится насос, рабочее колесо которого насажено на ведомый вал редуктора. Обороты насоса контролируются тахометром, датчик которого связан с ведомым валом редуктора, а измеритель выведен в кабину водителя.

Манифольд автоцистерны состоит из обратного клапана, трехходовых кранов, напорных шлангов, мановауумметра и всасывающего шланга. Жидкость для различных операций движется зависимости от положений пробок трехходовых кранов. Обратный клапан служит для автоматического вывода насосного блока на рабочий режим.

Всасывающее устройство служит для заполнения полости насоса и всасывающего рукава жидкостью перед пуском.

5.6 Скважинное оборудование и оборудование устья скважин

При гидравлическом разрыве пласта и других технологических операциях устье скважины оборудуют специальной арматурой, которая носит название «Арматура устья скважины универсальная». Арматурой можно пользоваться также при гидропескоструйной перфорации и цементировании скважин. Арматура устья 2АУ-700, 2АУ-700СУ рассчитаны на давление, создаваемое на устье скважин при гидроразрыве пласта.

Арматура имеет устьевую головку (наподобие трубной головки фонтанной арматуры), крепящуюся на резьбе к обсадной колонне. Корпус имеет два отвода, на которых укреплены предохранительный клапан и пробковый кран с устройством, имеющим зубчатую передачу, которая облегчает поворот пробки крана под давлением. Кран сообщает межтрубное пространство с атмосферой.

Верхнюю часть арматуры присоединяют при помощи переводника к верхней муфте НКТ, спущенных в скважину. Нагнетательная головка имеет три горизонтальных отвода. На двух, соединяемых коллекторами, обратные шариковые клапаны, а на третьем - пробковый кран с верньером для сообщения внутреннего пространства колонны подъемных труб с атмосферой. На верхнем конце патрубка имеется сальниковое устройство с центральным отверстием для прохода проволоки глубинного манометра.

В процессе гидравлического разрыва пласта и других операции используют несколько насосных агрегатов. Для упрощения обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину применяют самоходный блок манифольда. Нашей промышленностью выпускается самоходный блок манифольда 1БМ-700.

Напорный и приемно-раздаточные коллекторы комплекта труб с шарнирными коленами и быстросборными соединениями, необходимые для обвязки насосных агрегатов с устьевой арматурой размещаются и перевозятся на шасси автомобиля повышенной проходимости.

Напорный коллектор представляет собой цельнокованую клапанную коробку с шестью отводами. На всех отводах имеются обратные шариковые клапаны, к отводам могут быть подключены шесть насосных агрегата для закачки жидкости в скважину. Они рассчитаны на рабочее давление до 70 МПа. Раздаточный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 МПа, предназначен для распределения рабочей жидкости между агрегатами. Комплект труб имеет общую длину 85 м.

При работе с агрегатом 4АН-700, УН1-630х700 надо помнить, что это агрегаты высокого давления, требующие строгого соблюдения правил техники безопасности. При неисправностях какого-либо узла необходимо остановить агрегат, скинуть давление в узлах до атмосферного и устранить неисправность.

6 НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

6.1 Типы и конструкции насосно-компрессорных труб

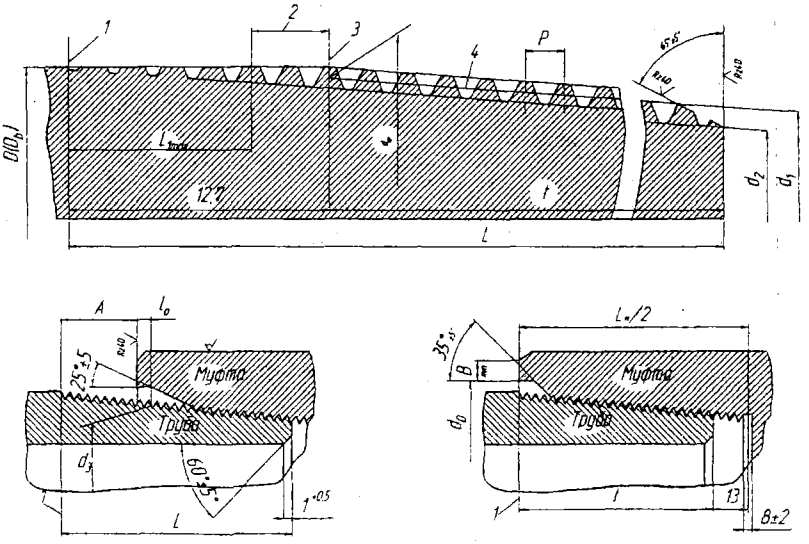
Конструкции и основные размеры насосно-компрессорных труб и муфт к ним регламентированы ГОСТом 633-80. ГОСТ предусматривает изготовление НКТ исполнения **А** и **Б** четырех конструкций:

1) гладкие и муфты к ним;
2) с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В);
3) гладкие высокогерметичные и муфты к ним (тип НКМ);
4) безмуфтовые высокогерметичные (тип НКБ).

Насосно-компрессорные трубы всех типов исполнения **А** должны изготовляться длиной 10 м и с предельным отклонением ± 5% (± 500 мм).

Трубы всех типов исполнения **Б** изготавливают длиной: 5,5 - 8,5 м и более 8,5 м вплоть до 10 м, что позволяет обеспечить необходимую длину свечи при работе с подъемными агрегатами.

Трубы и муфты гладкие и типа **В** имеют коническую треугольную резьбу с углом профиля при вершине 60^0 и конусностью 1:16 (рисунок 6.1).



1 – конец сбега резьбы; 2 – нитки со срезанными вершинами; 3 – основная плоскость; 4 – линия среднего диаметра; А – натяг резьбы; B_{min} – ширина торцевой плоскости муфты

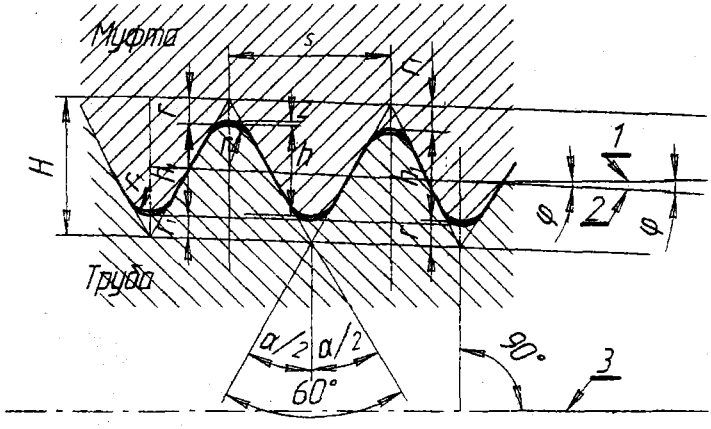
Рисунок 6.1 - Соединительные концы насосно-компрессорных труб

Вершины профиля имеют закругления радиусом, несколько большим радиуса впадины, что обеспечивает соприкосновение боковых поверхностей витков резьбы (рисунок 5.2).

Насосно-компрессорные трубы с треугольным профилем резьбы выпускаются с резьбой, число ниток на длине 25,4 мм которых могут быть 10 и 8 в зависимости от диаметра труб, а с трапецеидальным профилем – 6 и 5 (таблица 6.1). При этом шаг резьбы S, глубина резьбы h, рабочая высота профиля h_2, радиусы закруглений r и r_2, запор z, относящиеся к НКТ с треугольным профилем, соответственно будут отличаться. Размеры, формирующие резьбовую часть НКТ с трапецеидальным профилем, также зависят от диаметра трубы.

Правильность нарезания резьбы в основном контролируется резьбовыми калибрами.

Насосно-компрессорные трубы муфтовые (типа НКМ) – гладкие с муфтой, имеют трапецеидальную резьбу с несимметричным профилем, близким к профилю упорных резьб (рисунок 6.3). В резьбовом соединении практически отсутствует радиальная нагрузка из-за малого опорного угла профиля, что повышает прочность соединения на 25-35% по сравнению с прочностью гладких труб и составляет 85-90% от прочности тела трубы.



1 - линия, параллельная оси трубы; 2 – линия среднего диаметра трубы; 3 – ось трубы

Рисунок 6.2 - Профиль резьбы насосно-компрессорных труб (гладких и типа В)

Трубы НКМ обеспечивают герметичность при давлении газов до 50 МПа, что достигается за счет использования металлического уплотнительного пояска у конца ниппеля с внутренней конической поверхностью муфты. Малый угол наклона (3^0) упорной стороны профиля резьбы понижает потери на трение в сравнении с симметричным профилем

и в то же время позволяет изготавливать винты на резьбофрезерных станках.

Диаметры труб, предусмотренных ГОСТом 633-80, приведены в таблице 6.1. Толщина стенок гладкой части трубы зависит от диаметра и колеблется от 3,5 до 8 мм.

Таблица 6.1 – Диаметры труб, предусмотренные ГОСТ 633-80

Профиль резьбы	Тип труб	Условный диаметр труб	Число ниток на длине 25,4 мм
Треугольный	Гладкие	48, 60, 73, 89	10
		102, 114	8
	В	27, 33, 42, 48	10
		60, 73, 89, 102,	8
Трапецеидальный	НКМ и НКБ	60, 73, 89, 102,	6
		114	5

Длиной трубы считается расстояние между ее торцами, а при наличии навинченной муфты – расстояние от свободного торца муфты до сбега резьбы противоположного конца трубы

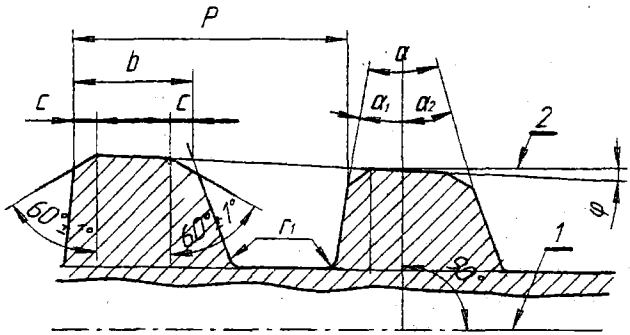


Рисунок 6.3 - Профиль резьбы насосно-компрессорных труб НКМ и НКБ

Для трапецеидальных резьб приняты следующие обозначения:

h – рабочая высота профиля, по которой соприкасаются витки винта и гайки; P – шаг резьбы (расстояние между одноименными сторонами двух соседних витков, измеренное в направлении оси винта); t – ход резьбы (величина перемещения образующего профиля за один оборот, или величина перемещения гайки или винта за один оборот, для однозаходной резьбы t = P, для многозаходных резьб t = n·P, где n - число заходов); α - угол профиля резьбы ($tg\alpha = t / \pi d_2$); β – угол подъема резьбы (угол, образованный касательной к винтовой линии резьбы с плоскостью, перпендикулярной оси резьбы).

Сила трения для прямоугольной резьбы: $F = \frac{2N}{2} f = Pf_1$; для треугольной резьбы $F = 2\frac{N}{2} f = P\frac{f}{\cos(\alpha/2)}$, Следовательно, в треугольной резьбе трение примерно на 16 % больше, чем в прямоугольной резьбе.

У безмуфтовых труб типа НКБ существует наружная высадка на обоих концах трубы. На одном конце нарезается наружная резьба, а на другом – внутренняя. Резьбовое соединение обладает высокой прочностью, чем тело гладкой трубы (рисунок 6.4).

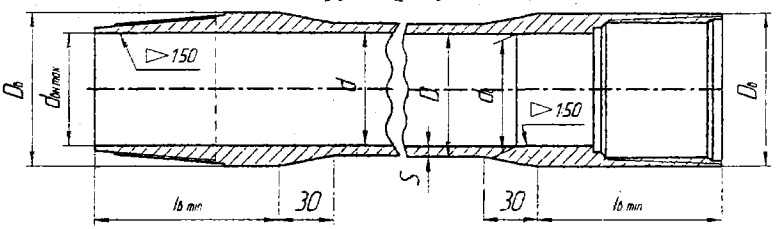


Рисунок 6.4 - Безмуфтовая труба НКБ

6.2 Уплотнение резьбовых соединений труб

Уплотнения резьбовых соединений труб с треугольным профилем и трапецеидальным профилем происходит по разным признакам. У труб с треугольным профилем резьбовых соединений высокая герметичность соединения достигается за счет пластических деформаций вершин резьбы при затяжке соединения.

Кроме того, при свинчивании труб с муфтами применяются смазка или другие уплотнители, обеспечивающие герметичность соединения и одновременно предохраняющие его от задиров и коррозии. Эффективность смазки в основном зависит от наполнителей. Добавление 20-30% графита в чистую нефть позволяет обеспечить герметичность 73-мм труб при испытании водой до 20 МПа. Вместе с тем к смазке предъявляется ряд требований, которые обеспечивают ее герметизирующую способность в течение длительного времени. Необходимо, чтобы смазка обладала не только высокими уплотнительными свойствами, но и предотвращала задиры и заедания резьбовых соединений, обладала повышенной термостойкостью. Компоненты, входящие в состав смазки, должны находиться во взвешенном состоянии, составляя однородную массу.

Для газовых скважин необходимо, чтобы смазка обеспечивала герметичность в условиях изменения температуры и давления. Состав смазок, наиболее применяемых для смазки труб, приведен в таблице 6.2.

Смазка Р-402 (ТУ 38-101-330-73) предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 200 ^{0}С, свободно наносится на поверхность резьбовых соединений при температуре до минус 30^{0}С.

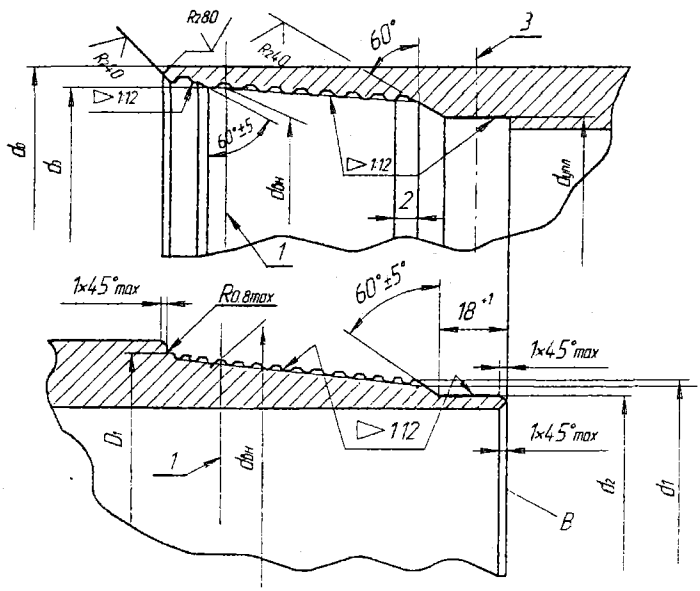
Смазка Р-2 (ТУ 38-101-332-73) предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 100^{0}С. Свободно наносится при температуре окружающего воздуха до –5^{0}С.

Таблица 6.2 - Смазки для насосно-компрессорных труб

Состав смазок	Содержание, %	
	Р-402	Р-2
Жировая основа	36	37
Графитовый порошок	20	18
Свинцовый порошок	28	29
Цинковая пыль	12	12
Медная пудра	4	4

Резьбу и уплотнительные конические расточки муфты оцинковывают или фосфатируют. На герметичность значительно влияет момент свинчивания муфты. Муфты должны быть закреплены на муфтонаверточном станке.

Трубы НКМ и НКБ обеспечивают герметичность при давлении газа до 50 МПа, что достигается за счет использования металлического уплотнительного пояска у конца ниппеля с внутренней конической поверхностью муфты (рисунок 6.5).



1 – основная плоскость; 2 – сбег резьбы; 3 – расчетная плоскость

Рисунок 6.5 - Размеры соединений труб НКБ

При завершении крепления соединения также происходит контакт по внутренним упорным торцам.

Резьбы труб НКМ и НКБ, благодаря форме профиля резьбы, обеспечивают не только высокую герметичность из-за малых зазоров и незначительной радиальной деформации, но и более быстрое свинчивание.

Тип труб, как и смазку, следует выбирать в зависимости от условий работы труб. Для газовых и газоконденсатных скважин с высоким давлением до 50 – 60 МПа рекомендуется применять трубы НКБ, для скважин с более низким давлением 30 – 40 МПа - трубы НКМ, для давления до 20-30 МПа – гладкие трубы по ГОСТ 633-80.

6.3 Материалы труб и муфт к ним

Насосно-компрессорные трубы и муфты к ним изготовляются из сталей групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р. По возможности применяются более дешевые сорта труб – группа прочности Д и К. Сортамент насосно-компрессорных труб приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Сортамент труб

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб			
		Гладкая	В	НКМ	НКБ
27	3,0	-	ДКЕ	-	-
33	3,5	ДКЕ	ДКЕ	-	-
42	3,5	ДКЕ	ДКЕ	-	-
48	4,0	ДКЕ	ДКЕ	-	-
60	5,0	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	8,0	-	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

В сталях, предназначенных для изготовления труб и муфт, допускается содержание серы и фосфора не более 0,045 % каждого, мышьяка - не более 0,15 %.

Трубы и муфты к ним изготовляются из материала одной группы прочности. Группу прочности Д изготавливают из углеродистой стали, остальные группы прочности - из легированных и углеродистых сталей с последующей термообработкой.

Механические свойства материала насосно-компрессорных труб и муфт к ним приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Механические свойства материала насосно-компрессорных труб

Показатели	Группа прочности стали						
	Д		К	Е	Л	М	Р
	А	Б					
Временное сопротивление σ_B, МПа,	655	638	687	699	758	862	1000
Предел текучести σ_T, МПа, не менее	552		491	552	654	758	980
не более	379	373	-	758	862	965	1137
Относительное удлинение δ_5,%	14,3	16	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

Химический состав стали группы Д по ТУ следующий: углерод =0,41-0,48; кремний = 0,17-0,37; марганец = 0,65-0,9; сера (не более) = 0,045; фосфор (не более) = 0,045

Индекс 5 при δ показывает, что определение относительного удлинения δ_5 проводилось на образцах, длина которых равна пяти диаметрам (калибр).

Программы добычи нефти и газа на повышенных глубинах предусматривают организацию использования новейших технологий, важнейшим элементом которых является применение труб из коррозионностойких материалов. В настоящее время известна и серийно изготавливается широкая номенклатура коррозионностойких материалов. К этому классу относятся аустенитные и мартенситные нержавеющие стали, серия сплавов на основе никеля, титана, циркония и ряд других. Появились сплавы на основе титана, легированные палладием и рутением. Эти материалы обладают повышенными антикоррозионными и улучшенными технологическими свойствами. За рубежом созданы основы принципиально новых технологий изготовления различного вида металлопроката, в том числе труб с заданными свойствами поверхности. В частности, уже начато производство новых жаропрочных материалов с содержанием алюминия в поверхностных слоях до 6%. В основу технологии положено образование на поверхности композитных покрытий с заданными свойствами. Применение лазерной сварки позволит изготавливать толстостенные трубы из высоколегированных сталей и сплавов с надежным сварным соединением и практически без образования грата. Минимальная зона теплового влияния и существенно более низкие потери металла при производстве являются серьезными аргументами преимуществ новой технологии, которая, по-видимому, в ближайшем будущем потеснит традиционные процессы производства бесшовных труб.

Условные обозначения труб

60х5-Е ГОСТ 633-80 – для гладких труб;
60-Е ГОСТ 633-80 – для муфт к этим трубам;
В-60х5-Е ГОСТ 633-80 - для труб с высаженными наружу концами;
В-60-Е ГОСТ 633-80 - для муфт к ним;
НКМ –60х5-Е ГОСТ 633-80 - для гладких высокогерметичных труб;
60х5 Тук-Е ГОСТ -для гладких труб с термоупрочненными концами.

Испытание на герметичность насосно-компрессорных труб

Новый ГОСТ устанавливает также повышенное гидравлическое испытательное давление на герметичность труб. Величины испытательных давлений приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Испытательное гидравлическое давление, МПа

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группы прочности стали						
		Д		К	Е	Л	М	Р
		А	В					
27	3,0	67,2	66,2	87,3	98,1	-	-	-
33	3,5	64,3	63,3	83,4	93,7	-	-	-
42	3,5	50,5	49,5	65,2	73,6	-	-	-
48	4,0	50,5	49,5	65,2	73,6	-	-	-
60	5,0	50,5	49,5	65,2	73,6	87,3	96,6	122,6
73	5,5	45,6	45,1	59,4	66,7	79,0	87,3	112,3
73	7,0	57,9	57,4	75,0	84,9	100,6	110,9	122,6
89	6,5	44,1	43,7	57,4	64,7	76,5	84,4	108,9
89	8,0	54,4	53,5	70,6	79,5	94,2	104,0	122,6
102	6,5	38,7	38,3	50,0	56,4	66,7	73,6	95,2
114	7,0	37,3	36,8	48,1	54,4	64,3	71,1	91,2

Продолжительность испытаний – не менее 10 с, в течение которых испытуемая труба вблизи муфты подвергается отстукиванию молотком.

Маркировка труб

Выпускаемые насосно-компрессорные трубы маркируются нанесением клейма и краской. Маркировка условными знаками характеризует основные параметры труб.

На каждой трубе вдоль образующей на расстоянии 0,4 – 0,6 от конца, снабженного муфтой, должны быть выбиты маркировка клеймами: условный диаметр трубы в мм, номер трубы, группа прочности, толщина стенки на трубах d_y =73 и 89 мм, товарный знак завода –изготовителя, месяц и год выпуска. Маркировка обводится светлой краской.

Рядом с клеймом на каждой трубе вдоль образующей в одну сторону наносят светлой краской: условный диаметр трубы в мм, длину трубы в см; товарный знак завода – изготовителя.

Например, условное обозначение 73 мм гладкой трубы:

- труба 73х5,5 Д ГОСТ 633-80;
- муфта –73-Д ГОСТ 633-80;

трубы с высаженными наружу концами группа прочности Е:

- труба В - 73х5,5 – Е ГОСТ 633-80;
- муфта В - 60 – Е ГОСТ 633-80.

Трубы гладкие и муфты к ним групп прочности К, Е, Л и М и трубы с высаженными концами всех групп прочности для снятия остаточных внутренних напряжений подвергаются термической обработке.

6.4 Переводники для насосно-компрессорных труб

Переводники предназначены для соединения между собой насосно-компрессорных труб разных диаметров и типов резьб, а также скважинного оборудования с насосно-компрессорными трубами. Конструкции и размеры регламентированы по ГОСТ 23979-95. Конструктивно они выполнены муфтониппельного типа. Переводники обозначаются условными диаметрами соединяемых труб. Для труб с наружной высадкой перед диаметром ставится буква «В», для труб НКМ – Буква «Г» и для труб НКБ – буква «Б». Для гладких труб с треугольной резьбой перед диаметром отличительная буква не ставится.

На рисунке 6.6 показаны переводники для труб гладких и с высаженными концами (позиция а) и для труб НКМ (позиция б).

При необходимости составления комбинированных колонн из насосно-компрессорных труб с разницей в диаметрах, превышающей размеры, предусмотренные ГОСТом 23979 – 80, необходимо составлять колонны с использованием двух и более переводников. При этом между переводниками устанавливают одну насосно-компрессорную трубу. Рекомендуется также при спуске на большие глубины колонн 114х73 и 102х73 для обеспечения плавного перехода жидкости применять взамен одного два промежуточных размера.

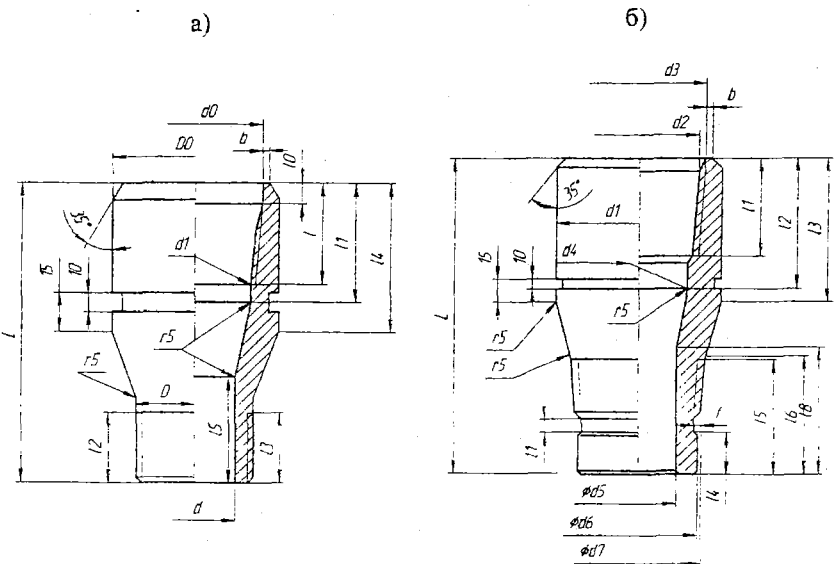


Рис. 6.6 Переводники для насосно-компрессорных труб НКМ и НКБ

Примеры:

П 114х73 – D ГОСТ 23979 – 80; П 73х48 – К ГОСТ 23979 – 80;

ПВ 73х48 – Е ГОСТ 23979 – 80; ПГ 73х48 – Л ГОСТ 23979 – 80.

Переводники для насосно-компрессорных труб должны изготовляться из сталей, обеспечивающих механические свойства переводников в соответствии с группами прочности Е, Л, М труб по ГОСТ 633-80. Резьбы переводника должны быть фосфатированы.

Резьбы переводников должны быть защищены от коррозии в соответствии с требованиями, предъявляемыми к изделиям группы П, а от механических повреждений – предохранительными кольцами и ниппелями, аналогичными для резьб насосно-компрессорных труб.

6.5. Насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями

Защитные покрытия наносятся на поверхность НКТ с целью предотвращения отложений в них парафина, солей и гипса, а также для защиты от коррозии внутренней поверхности труб. Кроме того, наблюдается снижение гидравлических сопротивлений движению жидкости.

Внутреннюю поверхность трубы покрывают стеклом, эмалями, эпоксидными смолами или лаками.

Покрытие стеклом обладает высокой теплостойкостью и достаточно прочно при небольших деформациях труб. Основным недостатком остекленных труб является разрушение стекла при небольших деформациях труб. Причиной разрушения является различные модули упругости стали ($0{,}21\cdot10^6$ МПа) и стекла ($0{,}057\cdot10^6$ МПа). Вследствие этого при растяжении металла труб тонкому слою стекла передаются большие усилия, нарушающие его целостность.

Чтобы не превышать напряжения в стекле выше допустимого, необходимо соблюдать условие равенства относительных удлинений стекла и металла труб:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{\sigma_{в.ст}}{E_{ст}} = \frac{\sigma_{т.тр}}{E_{тр}}. \qquad (6.1)$$

Тогда допустимая нагрузка на остекленные трубы составит

$$[Q] \le \frac{\sigma_{в.ст}}{n}\left[F_{ст} + F_{тр}\frac{E_{тр}}{E_{ст}}\right], \qquad (6.2)$$

где $[Q]$-допустимая нагрузка на трубы, определенная по условию сохранения прочности стека; $\sigma_{в.ст}$ –предел прочности стекла; $\sigma_т$ –предел текучести материала трубы; n- запас прочности (n =1,3); $F_{ст}$, $F_{тр}$ - площади поперечного сечения слоя стекла и трубы соответственно; $E_{ст}$, $E_{тр}$ – модули упругости стекла и трубы соответственно.

Покрытие труб эпоксидными смолами и лаками также хорошо защищает их от отложений парафина и солей. Эпоксидные смолы эластичнее стекла, и при деформации труб эпоксидный слой не

разрушается. Однако, температура применения покрытий из эпоксидных смол ограничена 80-100 ^{0}С.

Эмалированные трубы обладают наиболее прочным покрытием, высокой теплостойкостью, морозоустойчивостью и гладкой поверхностью. Для защиты НКТ от агрессивных сред трубы покрываются несколькими слоями. Однако технология нанесения эмалей значительно сложнее технологии покрытия стеклом и эпоксидными смолами.

По износостойкости силикатные покрытия (эмали и стекла) превосходят полимерные (смолы и лаки).

Термостойкость силикатных покрытий также значительно выше полимерных и составляет 200-600 ^{0}С.

Общим недостатком всех покрытий является незащищенность муфтового соединения труб. В этом месте рекомендуется устанавливать эластичные полимерные приставки, перекрывающие незащищенные место, или протекторные кольца, электрический потенциал материала которых значительно ниже потенциала стали.

Пример расчета глубины спуска остекленных труб. Проверить условие равенства относительных удлинений стекла и металла и рассчитать максимальную глубину спуска гладких остекленных НКТ 89х6,5 мм «Д» при фонтанной эксплуатации скважины, если предел прочности стекла составляет 60 МПа.

Решение. Для решения задачи используем формулы (5.1) и (5.2). Допустимую нагрузку на остекленные трубы определим по формуле (**), полагая, что по технологии изготовления средняя толщина слоя стекла составляет 1 мм.

Тогда $F_{тр}$ =0,785(89^2-76^2)·10^{-6}=1,684·10^{-3} м^2;

$F_{ст}$ =0,785(76^2-74^2)·10^{-6}=0,236·10^{-3} м^2;

Допустимая нагрузка

$$[Q] \le \frac{60 \cdot 10^{-6}}{1{,}3}\left[0{,}236 + 1{,}684\frac{0{,}21 \cdot 10^6}{0{,}057 \cdot 10^6}\right]10^{-3} = 297 \cdot 10^3 \quad \text{Н},$$

Допустимая глубина спуска без учета облегчения в жидкости составит

$$L = \frac{[Q]}{q \cdot g} = \frac{297 \cdot 10^3}{13{,}65 \cdot 9{,}81} = 2220 \text{ м.}$$ Здесь q – вес 1м остекленной трубы в кг.

6.6 Расчеты насосно-компрессорных труб

Расчет тонкостенных труб на внутреннее давление

Трубу следует считать тонкостенной, если толщина ее стенки меньше одной десятой (0,1) внутреннего диаметра трубы, т.е. $\delta \le 0.1D$.

При расчете тонкостенных труб предполагается, что в окружном (тангенциальном) направлении напряжения постоянны по толщине стенки, а в радиальном вообще отсутствуют.

Допустим, имеем отрезок трубы длиной l, внутренним диаметром $D_в$, толщиной стенки δ, внутри которого действует давление p. Сила, стремящаяся разорвать этот отрезок трубы по меридианной плоскости,

$$P = p \cdot D \cdot l, \qquad (6.3)$$

Сила прочностного сопротивления стенок трубы N определяется ее размерами *(δ, l)* и прочностной характеристикой материала (σ):

$$N = 2\delta \cdot l \cdot \sigma \qquad (6.4)$$

Из условия равновесия системы сил, т.е. $P = N$ или $p_1 d_1 l = 2\delta l \sigma_1$, откуда

$$p_1 = \frac{2\delta \cdot \sigma_1}{D}, \qquad (6.5)$$

$$\text{или } \sigma_1 = \frac{p \cdot D}{2\delta} \le [\sigma],$$

где σ_1 – окружное (тангенциальное) напряжение, возникающее в меридианной плоскости от давления *p*; *D* – средний диаметр трубы.

При $\sigma_1 = \sigma_T$ давления p_1 является разрушающим. Для определения допускаемого давления $p_{доп}$ необходимо вместо σ_1 подставить $\sigma_{доп}$.

Под действием внутреннего давления создаются также продольные напряжения σ_2.

$$\sigma_2 = \mu \cdot \sigma_1 = \mu \frac{p \cdot D}{2\delta}, \qquad (6.6)$$

где μ - коэффициент Пуассона (для стали всех марок μ=0,3).

Расчет толстостенных труб на внутреннее давление

В стенках трубы от внутреннего давления возникают радиальное напряжение

$$\sigma_r = \frac{E}{1-\mu^2}\left(\frac{du}{dr} + \mu\frac{u}{r}\right) \qquad (6.7)$$

и окружное (тангенциальное) напряжение

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1-\mu^2}\left(\frac{u}{r} + \mu\frac{du}{dr}\right). \qquad (6.8)$$

Радиальное удлинение тела трубы от действия внутреннего давления u находим из уравнения Эйлера

$$\frac{d^2u}{dr^2} + \frac{1}{r}\frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} = 0 \quad \text{.....(6.9)}$$

или

$$\frac{d}{dr}\left[\frac{1}{r}\frac{d(ur)}{dr}\right] = 0 \quad \text{.....(6.10)}$$

Интегрируя его по r последовательно два раза, найдем общее решение уравнения

$$u = Ar + B\frac{1}{r}, \qquad (6.11)$$

Подставляя решение (5.11) в формулы (5.7) и (5.8), получим

$$\sigma_r = \frac{E}{1-\mu^2}\left[(1+\mu)A - \frac{1-\mu}{r^2}B\right]. \qquad (6.12)$$

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1-\mu^2}\left[(1+\mu)A + \frac{1-\mu}{r^2}B\right]. \qquad (6.13)$$

Постоянные интегрирования A и B находим из условий для σ_r на внутренней и наружной поверхностях трубы

$$\left.\begin{array}{ll} r = r_1 & \sigma_1 = -p_1 \\ r = r_2 & \sigma_2 = -p_2 \end{array}\right\}. \tag{6.14}$$

Подставив (5.12) и (5.13) в (5.14), получим

$$-p_1 = \frac{E}{1-\mu^2}\left[(1+\mu)A - \frac{1-\mu}{r^2}B\right], \tag{6.15}$$

$$-p_2 = \frac{E}{1-\mu^2}\left[(1+\mu)A + \frac{1-\mu}{r^2}B\right]. \tag{6.16}$$

Решив эти уравнения относительно A и B, найдем

$$A = \frac{1-\mu}{E}\frac{r_1^2 p_1 - r_2^2 p_2}{r_2^2 - r_1^2},$$

$$B = \frac{1+\mu}{E}\frac{r_1^2 r_2^2 (p_1 - p_2)}{r_2^2 - r_1^2}.$$

Подставив значения постоянных A и B в выражения (5.12) и (5.13), получим

$$\sigma_r = \frac{r_1^2 p_1 - r_2^2 p_2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{r_1^2 r_2^2 (p_1 - p_2)}{r_2^2 - r_1^2}\frac{1}{r^2}, \tag{6.17}$$

$$\sigma_\theta = \frac{r_1^2 p_1 - r_2^2 p_2}{r_2^2 - r_1^2} + \frac{r_1^2 r_2^2 (p_1 - p_2)}{r_2^2 - r_1^2}\frac{1}{r^2}. \tag{6.18}$$

При $p_2=0$

$$\sigma_r = \frac{r_1^2}{r_2^2 - r_1^2}\left(1 - \frac{r_2^2}{r^2}\right)p_1, \tag{6.19}$$

$$\sigma_\theta = \frac{r_1^2}{r_2^2 - r_1^2}\left(1 + \frac{r_2^2}{r^2}\right)p_1. \tag{6.20}$$

Определим допускаемое внутреннее давление в трубе при безграничном увеличении толщины стенки.

По третьей теории прочности

$$\sigma_{экв} = \sigma_1 - \sigma_3 \le [\sigma]; \tag{6.21}$$

$$\sigma_1 = (\sigma_\theta)_{r=r_1} = p_1 \quad \text{и} \quad \sigma_2 = (\sigma_r)_{r=r_1} = -p_1; \quad \sigma_3 = (\sigma_\theta)_{r=r_1} = 0.$$

Тогда

$$2(p_1)_{max} \le [\sigma] \quad \text{или} \quad (p)_{max} \le \frac{[\sigma]}{2}. \tag{6.22}$$

Цилиндр с весьма толстой стенкой не допускает внутреннего давления, большего определенной величины. Следовательно, увеличение толщины стенки трубы не всегда является эффективным способом увеличения прочности.

Расчет насосно-компрессорных труб на страгивающую нагрузку

Страгивающая нагрузка – это такая нагрузка, которая вызывает разрушение (страгивание) металла в теле трубы в области резьбового соединения. Она возникает только в области резьбового соединения, причем у насосно-компрессорных труб с треугольным профилем резьбы.

От осевой силы Q, действующей на колонну труб, возникают реакции в муфте R и $R_н$ (рисунок 6.7). Радиальная составляющая $R_н$ – это внешняя сила, которая сжимает ниппель снаружи.

$$R_н = Q \cdot ctg\alpha . \qquad (6.23)$$

Удельное давление от внешних сил

$$P_н = \frac{R_н}{\pi D_c l} = \frac{Q \cdot ctg\alpha}{\eta \cdot \pi D_c l} . \qquad (6.24)$$

Тогда меридианное напряжение в теле трубы в области резьбы

$$\sigma_э = -\frac{P_н D_c}{2b} = -\frac{Q \cdot ctg\alpha}{2\pi \cdot b \cdot l} , \qquad (6.25)$$

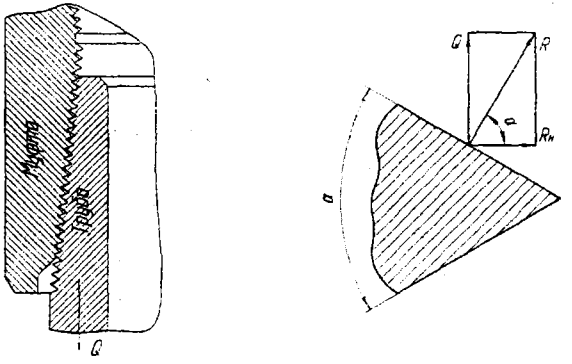


Рисунок 6.7 - Схемы к расчету страгивающей нагрузки

От действия осевой силы Q в поперечных сечениях трубы возникают еще поперечные напряжения σ_1, которые при переходе от тела трубы к нарезанной части уменьшаются за счет распределения части осевой нагрузки на муфты. Максимальное поперечное напряжение возникает в конце резьбы и определяется как отношение полной осевой нагрузки Q к площади сечения трубы по впадине профиля с полной нагрузкой перед сбегом, т.е. по основной плоскости

$$\sigma_1 = \frac{Q}{\pi D_c b} . \qquad (6.26)$$

Здесь D_c - средний диаметр сечения по впадине первого полного витка резьбы (в основной плоскости); b–толщина стенки трубы по впадине того же витка резьбы; $b=(d_1-d_в)/2$.

Согласно третьей теории прочности тело, испытывающее два взаимно перпендикулярных напряжения, будет иметь напряжение,

действующее под углом 45^0 к напряжениям σ_1 и σ_3 и равное полуразности этих напряжений. Разрушение тела трубы наступает тогда, когда напряжение дойдет до значения, равного половине предела текучести σ_T

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = \frac{\sigma_T}{2}. \qquad (6.27)$$

Подставив значения σ_1 и σ_3 из равенств (6.25) и (6.26) в формулу (6.27), и решив полученные уравнения относительно $Q = Q_{стр}$, получим

$$Q_{стр} = \frac{\pi D_c b \sigma_T}{1 + \frac{D_c}{2l} ctg(\alpha)}. \qquad (6.28)$$

Вычисленная по этой формуле страгивающая нагрузка должна быть больше фактического осевого усилия не менее в 1,25 раза. Если это условие не соблюдается, то для насосно-компрессорных труб выбирается более прочный материал. Если выбор группы прочности не возможен, то ограничивается длина спуска колонны, вес которой обеспечивает запас прочности по страгивающей нагрузке.

Подставив вместо σ_T значение $\sigma_{доп}$ и добавив коэффициент разгрузки η, а также учитывая действие трения через угол трения β, получим

$$Q_{окн} = \frac{\pi D_c b \sigma_{окн}}{1 + \eta \frac{D_c}{2l} ctg(\alpha + \beta)}, \qquad (6.29)$$

где $\eta = b/(b+s)$. Здесь s-толщина стенки муфты в расчетной плоскости.

Пример. Дано: НКТ 73×5,5 «Д»; b=5,5-1,41=5,09 мм; d=62 мм; ctg(60+6)=0,4452; D_c=62+5,09=71,689 мм; l=40.3 мм; $\eta = \frac{5,09}{6,5 + 5,09} = 0,429$

Решение: $Q_{окн} = \frac{3,14 \cdot 81,09 \cdot 10^{-6} \cdot 5,09 \cdot 10^{-3} \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + 0,439 \frac{81,09}{2 \cdot 47,3l} 0.384} = 430310 \quad H.$

Допустимая глубина спуска по страгивающей нагрузке

$$L_{стр} = \frac{Q_{стр}}{q \cdot n \cdot g} = \frac{430310}{13.65 \cdot 1.3 \cdot 9.81} = 2472 \quad м.$$

Расчет профиля резьбы на срез

При определении условных напряжений полагают, что все витки резьбы нагружаются равномерно.

Условие прочности резьбы по напряжениям среза

$$\tau = \frac{Q}{\pi \cdot d_1 \cdot k \cdot l} \le [\tau], \qquad (6.30)$$

где Q – общая нагрузка; d_1 – диаметр по основанию профиля резьбы; k – коэффициент, учитывающий тип резьбы; для треугольной резьбы $k=0.80$; для трапецеидальной резьбы $k = 0,65$; для прямоугольной резьбы $k = 0,50$; l – длина резьбы.

За расчетный предел прочности принимается 0,58 часть предела текучести материала по растяжению и сдвигу, т.е. $[\tau] \approx 0,58\sigma_T$ [12].

7 ПАКЕРЫ

7.1 Назначение, область применения, классификация пакеров

Пакеры предназначены для уплотнения кольцевого пространства и разобщения отдельных горизонтов нефтяных и газовых скважин. Они работают в условиях воздействия высоких перепадов давлений (от 7до 70 МПа), больших механических нагрузок (до десятки кН), и в различных термических (от 40 до 100 ^{0}С, а при тепловом воздействии на пласт до 400 ^{0}С) и коррозионных средах. Поэтому конструкции пакеров должны обеспечивать эффективную и надежную работу в условиях эксплуатации.

Пакеры применяются:

- при освоении скважины для облегчения и ускорения очистки забоя путем продувки и промывки через фонтанные трубы;
- при всех технологических процессах на скважине и при ее эксплуатации для защиты обсадной колонны от химической коррозии и действия чрезмерно высокого давления жидкости и газа;
- при необходимости центровки колонны насосно-компрессорных труб и передачи части веса труб на обсадную колонну при подземных ремонтах скважин;

Совершенно необходим пакер в скважине, одновременно-раздельно эксплуатирующей два продуктивных горизонта.

Функциональное назначение пакера и его элементов

- разобщение ствола скважины;
- восприятие осевых усилий;
- управление элементами пакера при его спуске в скважину и при установке или съеме пакера;
- выполнение некоторых технолгических функций, например, у пакеров-отсекателей.

Все это обусловливает структурную схему пакера, которая включает следующие составные части: уплотняющие элементы, опору пакера, систему управления пакером, технологические устройства.

Классификация пакеров

В основу классификации положено два вида признаков. Первый из них раскрывает конструктивные особенности, принцип действия пакеров, показывает их потенциальные возможности, второй признак характеризует внешние особенности, общие для многих пакеров (таблица 7.1).

По конструктивным схемам пакеры разделены на следующие типы:

- СВ - пакеры, в которых сжатие уплотнительных элементов происходит под действием внешних сил;
- СУ - пакеры сжатия, работающие под действием упругих сил:
- НД - надувные пакеры.

К типу **СВ** отнесены пакеры, герметизация кольцевого зазора которых осуществляется вследствие осевого сжатия уплотнительного элемента, представляющего собой набор втулок. Элемент (рис.2.1,а), выполненный из резины, иногда с армировкой тканевым или металлическим кордом, рассчитан на работу при температуре до 100 ^{0}С. Элемент (рис.2.1,б) изготовлен из прорезиненного или прографиченного асбеста и предназначен для работы в среде с температурой до 300 - 400 ^{0}С.

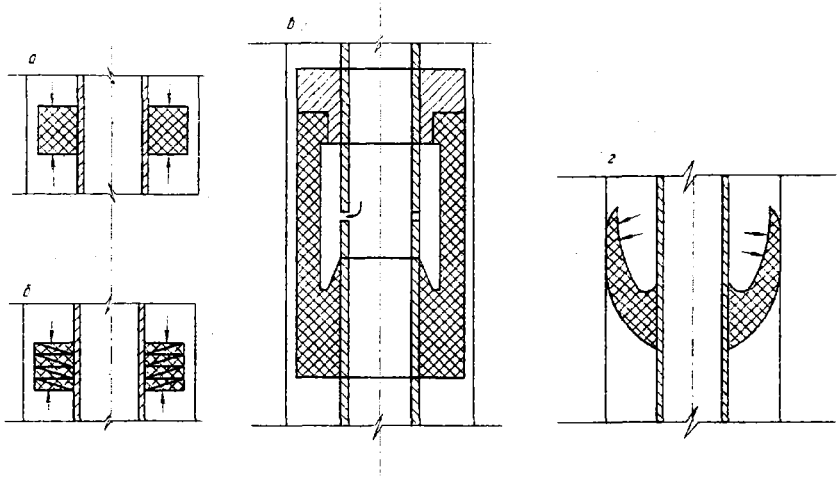


Рисунок 7.1 - Схемы уплотняющих элементов пакеров

Отличительной особенностью пакеров **СУ** является то, что диаметр их уплотнительного элемента в свободном состоянии превышает диаметр перекрываемой скважины. Прижатие к трубам происходит после смещения предохранительного кожуха (при закрытом варианте спуска).

К надувным пакерам **НД** отнесены те, герметизирующий элемент которых представляет собой оболочку, закрепленную на корпусе или выполненную заодно с ним и прижимаемую к стенкам скважины за счет действия избыточного давления закачиваемой или находящейся в скважине жидкости, а также давления газов, образующихся при взрыве заряда взрывчатых веществ.

В зависимости от того, из какого материала изготовлен уплотнительный элемент, каждый тип пакера разделен на классы:

- Р - резиновые; М - металлические; Ф - фторопластовые.

При классификации учтены следующие внешние признаки:

1) способ спуска в скважину:

- Т - на трубах; К - на кабеле (тросе);

2) способ снятия с места установки:

- И - извлекаемые, С - съемные: Р - разбуриваемые;

3) способ создания нагрузки на уплотнительный элемент, который отражается в названии пакера. При этом сначала учитывается способ образования опоры, затем способ деформации уплотнительного элемента.

Таблица 7.1 – Классификация пакеров

Пакеры					По конструктивным схемам и принципу действия				
					СВ		СУ	НД	
					Р	Ф	Р	Р	М
Внешние признаки	И	Т	М	1					
				2					
			ГМ	2					
			Г	3					
	С	Т	М	3					
			Г	2					
				3					
			МГ	2					
	Р	Т	Г	2					
				3					
			ГМ	2					
	Р	К	Г	3					
			Х	3					
			П	3					

По способу создания нагрузки на уплотнительные элементы пакеры подразделяются на следующие типы:

- М – механические пакеры, у которых деформация уплотнительного элемента осуществляется за счет механической нагрузки;
- ГМ – гидромеханические пакеры, у которых шлипсовый узел, обеспечивающий опору пакера на стенку скважины, приводится в рабочее положение путем повышения давления жидкости в колонне труб, а деформация уплотнительного элемента происходит под действием механической нагрузки, например, веса труб;
- МГ - механико-гидравлические пакеры, у которых шлипсовый узел занимает рабочее положение под действием механической нагрузки, а деформация уплотнительного элемента осуществляется под действием гидравлических сил в трубах;
- Г – гидравлические пакеры, характерной особенностью которых является то, что давление жидкости используется для прижатия уплотнительного элемента к стенкам скважины, а иногда и для приведения в рабочее положение упора на стенку скважины;

- Х – химические пакеры, у которых прижатие уплотнительного элемента к стенкам скважины осуществляется за счет энергии, выделяющейся в результате химической реакции;
- П – пневматические пакеры, у которых уплотнительный элемент к стенкам скважины прижимается в результате использования энергии сжатого воздуха.

По типу упора пакеры подразделяются:

- на пакеры с опорой на забой через хвостовик;
- пакеры с опорой на стенку скважины посредством шлипсового узла;
- пакеры без опоры на забой и стенку скважины.

Таким образом, приведенная классификация позволяет судить о принципе действия пакера, его конструктивных и технологических особенностях.

Наибольшее применение в промышленности нашли механические пакеры. Они просты в конструкции и имеют высокую надежность в работе.

7.2 Устройство и принцип действия пакера ПВМ-122-500

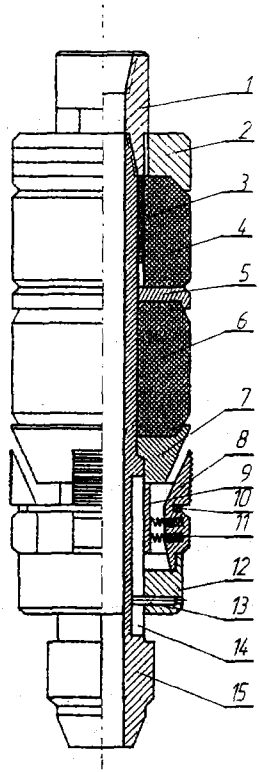
Пакер включает следующие элементы (рисунок 7.2): 1-головка; 2-опорное кольцо; 3-ограничительная втулка; 4-ограничительный уплотнительный элемент; 5- ограничительное кольцо; 6- уплотнительный элемент; 7- конус; Узел фонаря в свою очередь состоит из элементов: 8-шлипсы; 9-упорная втулка; 10-ограничительный обруч; 11- пружина; 12-корпус фонаря; 13-штифт; 14-фигурный паз в крпусе фонаря; 15-ствол.

Головка 1 пакера предназначена для присоединения пакера с якорем. Она представляет трубу, имеющую в верхней части левую резьбу насосно-компрессорных (бурильных) труб, служащую для соединения с якорем ЯПГ, в нижней части - муфтовую резьбу насосно-компрессорных труб для соединения со стволом 15 и наружную метрическую резьбу - для навинчивания опорного кольца 2. Наружная поверхность головки имеет кольцевые риски для извлечения пакера овершотом в случае прихвата его в скважине.

Материал для изготовления применяется такой же, как и у насосно-компрессорных (бурильных) труб.

Опорное кольцо служит для упора уплотнительного элемента 4 и обеспечивает ее деформацию при посадке пакера.

Ствол представляет собой отрезок насосно-компрессорной трубы. На него последовательно надеваются ограничительная втулка 3, ограничительный уплотнительный элемент 4, ограничительное кольцо 5, резиновый уплотнительный элемент 6, конус 7 и узел фонаря со шлипсами.



1-головка:
2-опорное кольцо;
3-ограничительная втулка;
4-вспомогательный уплотнительный элемент;
5-ограничительное кольцо;
6- основной уплотнительный элемент;
7- конус;
Узел фонаря в свою очередь состоит из элементов:
8-шлипсы;
9-Упорная втулка; 10-ограничительный обруч;
11-пружины;
12-корпус фонаря; 13-штифт;
14-фигурный паз;
15-ствол

Рисунок 7.2 - Общий вид механического пакера

Узел ограничителя предназначен для предотвращения проникновения резины основного уплотняющего элемента в кольцевой зазор между скважиной и опорным кольцом 2 при высоких перепадах давления жидкости. Между торцами ограничительной втулки 3 и ограничительного кольца 5 остается зазор, достаточный для заполнения кольцевого зазора при сжатии уплотнительного элемента и и в то же время для предупреждения его заклинивания.

Под действием веса колонны насосно-компрессорных труб резиновый элемент 6 сжимается между неподвижным ограничителем 5 и подвижным конусом 7.

Происходящее при этом увеличение диаметра резинового элемента создает уплотнение кольцевого пространства между обсадной колонной и подъемными трубами. Диаметр резиновой манжеты при свободном

состоянии должен быть меньше внутреннего диаметра обсадной колонны примерно на 10-20 мм и не должен быть больше диаметра шаблона.

Основной уплотнительный элемент, как и ограничительный, изготавливается из резины марок 4004, 3826-С, которые допускают большую деформацию. Они рассчитаны на работу при температуре до 100^0С, стойкие против разъедания агрессивными веществами, находящимися в скважине.

Подвижный конус является промежуточным элементом, предназначенным передавать сжимающие усилия от шлипсов на уплотнительные манжеты. Конусная форма этого элемента обеспечивает посадку пакера на определенной глубине ствола скважины при перемещении ствола вниз относительно неподвижного фонаря, конус надвигается на неподвижные шлипсы, раздвигает их до соприкосновения с обсадной колонной, и заклинивает.

Узел фонаря устроен следующим образом: в корпусе 12, представляющем цилиндрическую втулку, под углом 120° расположены глухие отверстия, в которых помещены цилиндрические пружины. Внизу корпуса размещена упорная втулка 9, вверху- оганичительный обруч 10, удерживающие от выпадения шлипсы 8. Наружный диаметр фонаря должен быть больше всех остальных деталей.

Штифт 13, ввернутый в корпус фонаря, при спуске пакера в скважину находится в фигурных пазах ствола 15 и, связывая ствол со шлипсами, предотвращает самопроизвольную пакеровку.

Спуск пакера в скважину до требуемой глубины производится на колонне бурильных или насосно-компрессорных труб. При вводе пакера в обсадную колонну, благодаря трению фонарь стремится отстать от общего движения спускаемой колонны, но этому препятствуют штифты, удерживающие фонарь за его корпус. При достижении пакером нужной глубины небольшим подъёмом колонны вверх (0,3 - 0,5 м) и поворотом труб на 1 - 1,5 оборота вправо штифт выводятся из фигурного паза. Фонарь при этом не вращается из-за трения шлицов об обсадную колонну. При дальнейшем спуске колонны труб конус надвигается на шлипсы, которые продолжают оставаться с фонарем на месте, раздвигает их. При этом шлипсы своими насечками врезаются в стенку обсадной колонны и препятствуют дальнейшему движению конуса вниз. Под действием веса колонны труб резиновый уплотнительный элемент 6 сжимается между неподвижным ограничителем 5 и подвижным конусом 7. Происходит деформация резинового элемента пакера и уплотнение кольцевого пространства между обсадной колонной и подъемными трубами.

Пакер извлекаемый механический шлипсовый применяется при добыче нефти и газа, при текущем и капитальнм ремонте скважин, при всех технологических процессах, проводимых на скважинах, в том числе при гидравлическом разрыве пласта. Конструкция пакера разработана ОКБ

по бесштанговым насосам и имеет техническую характеристику, приведенную в таблице 7.2.

Изготовление, приемка и поставка пакера производится по ТУ26-02-283-80 Сарапульским машиностроительным заводом (респ. Удмуртия).

Таблица 7.2 - Техническая характеристика пакера ПВМ-122-500

Основные параметры	Значения
1 Наибольший диаметр пакера, мм	122
2 Максимальное осевое усилие, кН -при посадке пакера -при освобождении пакера	 150 80
3 Перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа, не более	50
4 Диаметр проходного отверстия, мм, не менее	48
5 Внутренний диаметр обсадной колонны, мм .	130
6. Длина, мм, не более	870
7 Масса, кг, не более	27
8 Установленная безотказная наработка, ч, не менее	12 000
9 Полный средний срок службы, год, не менее	3,5
10 Полный установленный срок службыГод, не менее	2,1
11 Объемная доля содержания механических примесей, %, не более	0,5
12 Содержание сероводорода в свободном газе по объему,%, не более	0,1

7.3 Конструктивная схема гидравлического пакера

Характерной особенностью гидравлических пакеров является то, что давление жидкости используется для прижатия уплотнительного элемента к обсадной колонне. Главным преимуществом гидравлических пакеров по отношению к механическим пакерам является способность функционировать при больших перепадах давлений жидкости. Это связано с особенностью их работы. Более того, чем больше перепад давления жидкости, тем сильнее прижимается уплотнительный элемент к обсадной колонне.

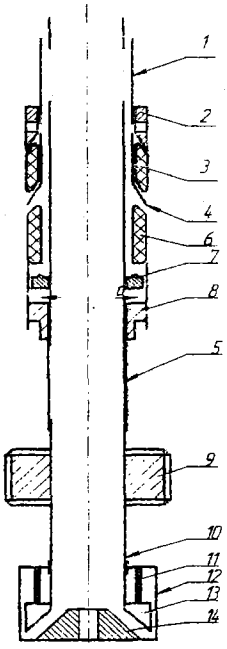
Пакер извлекаемый гидравлический с клапаном ПИГК 146 - 500 изначально был разработан СКБ по бесштанговым насосам для гидравлического разрыва пласта при перепаде давлений до 50 МПа.

По технической характеристике пакер ПИГК 146 - 500 отличается от механического пакера ПВМ - 122 - 500 только лишь способом управления работой пакера: вместо механического - гидравлический.

Длина пакера - 980 мм, масса - 38 кг.

Устройство гидравлического пакера

Пакер типа ПИГК (рисунок 7.3) состоит из головки 1, опорного кольца 2, верхней манжеты 3, ограничительной втулки 4, штока 5,уплотнительной манжеты 6, толкателя 7, седла гидравлической манжеты 8, центратора 9, узла клапана, состоящего из хвостовика 10, пружины 11, клетки 12, упора 13 и клапана 14.



1 – головка;
2 - опорное кольцо;
3 – ограничительная манжета;
4 – ограничительная втулка;
5 – ствол;
6 – основная уплотнительная манжета;
7 – толкатель;
8 - седло гидравлической манжеты;
9 – центратор;
Узел клапана включает:
10 – хвостовик;
11 – пружину;
12 – клетку;
13 – упор;
14 – клапан

Рисунок 7.3 - Конструктивная схема гидравлического пакера

Принцип действия

Перед спуском в скважину пакер типа ПИГК свинчивается с якорем соответствующего типоразмера, который воспринимает осевое усилие от пакера, возникающее в процессе нагнетания жидкости в скважину под давлением.

Пакер с присоединенным к нему якорем спускается на колонне насосно-компрессорных труб. После спуска пакера на необходимую глубину в колонну насосно-компрессорных труб производится подача жидкости для гидроразрыва.

При достижении перепада давления на штуцере 0,35 – 0,50 МПа открывается клапан 14. При дальнейшем повышении перепада давления жидкость, воздействуя на торец толкателя, заставляет его перемещаться вверх и деформироваться уплотнительную манжету, более плотно

прижимая их к обсадной колонне. Уплотнительная манжета, в свою очередь, прижимает ограничительную манжету к опорному кольцу, принуждая ее деформироваться до соприкосновения с обсадной колонной. Это предотвращает заход уплотнительной манжеты в зазор между опорным кольцом и обсадной колонной и прихвата пакера в скважине.

Пакер извлекается из скважины вместе с колонной насосно-компрессорных труб. При снижении давления жидкости в скважине уплотнительная и ограничительная манжеты отходят от стенки обсадной колонны за счет упругости резины.

Извлечение пакера следует производить при расчетных скоростях подъема с тем, чтобы обеспечивался слив жидкости из колонны труб. Иначе возникающий перепад давлений от разности уровней жидкости в трубах и в затрубном пространстве может привести к расширению уплотнительной манжеты и затяжке инструмента.

Разборка пакеров типа ПИГК производится путем отворачивания узла клапана, седла гидравлической манжеты и снятием деталей.

7.4 Конструкция якоря ЯПГ - 146 - 500

Якорь предназначен для восприятия осевого усилия, возникающего при нагнетании в скважину жидкости под давлением при производстве гидравлического разрыва нефтяного пласта и других работах. Якорь дублирует работу плашкового (шлицевого) захвата и повышает надежность осевого закрепления пакера.

Якорь ЯПГ - 146 - 500 - плашковый гидравлический, спускается в обсадную колонну с условным диаметром 146 мм, рассчитан на перепад давлений 50 МПа.

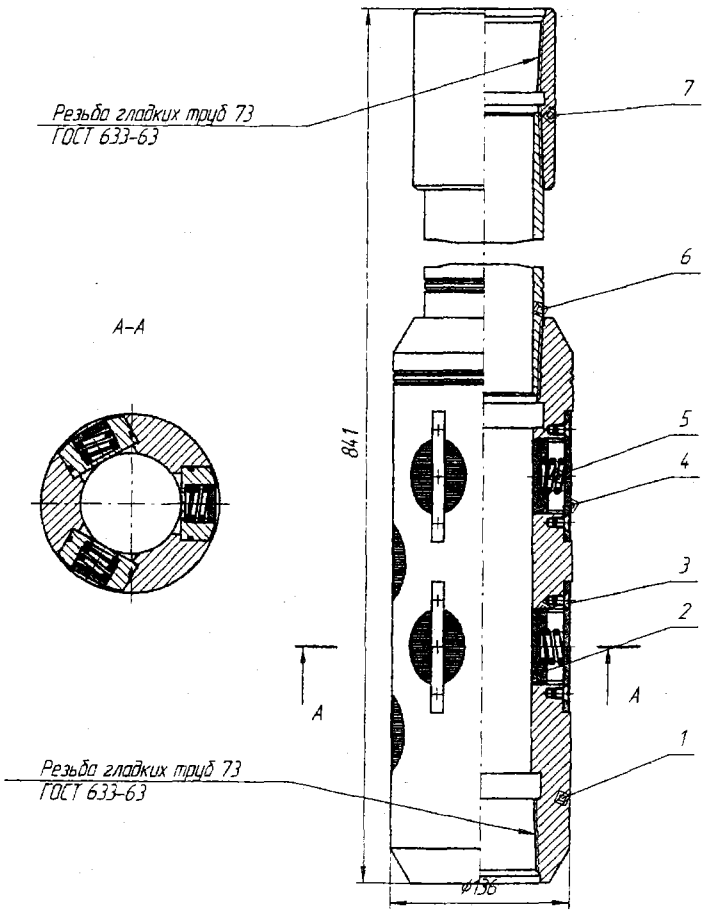
Устройство якоря

Якорь состоит (рисунок 7.4) из корпуса 1, плашек 2, уплотнительных колец 3, планок 4, пружин 5, патрубка 6 с присоединительной муфтой 7. Корпус имеет сквозные отверстия - гнезда под плашки. Плашки от выпадения удерживаются с наружной стороны утопленными планками (шпонками), которые в свою очередь прихватываются винтами к корпусу. С внутренней стороны плашки удерживаются буртом корпуса.

Принцип работы якоря

Якорь плашковый гидравлического типа применяется только в сборе с пакером. После спуска оборудования на необходимую глубину для сжатия уплотнителей пакера и упора их в стенку, как известно, подается под давлением жидкость. Давление жидкости через отверстия в корпусе одновременно передается на плашки. Плашки, перемещаясь до соприкосновения с внутренней стенкой осадной колонны, при дальнейшем увеличении давления своими зубьями врезаются в обсадную колонну и удерживают всю систему от перемещения вверх.

Разборка якоря начинается с отсоединения от корпуса присоединительных патрубков,. после чего снимаются утопленные планки (плашки), предварительно отвернув винты, удерживающие плашки. Затем вынимаются плашки. Сборка якоря производится в обратном порядке.



1 – корпус; 2 – плашки; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – утопленные планки; 5 - пружина; 6 - патрубок ;7 – муфта гладких насосно-компрессорных труб

Рисунок 7.4 - Якорь гидравлический ЯПГ-146-500

7.5 Комплект пакера ППГО

Пакер ППГО предназначен для беструбной эксплуатации нефтяных скважин; разобщения ствола скважины от продуктивного пласта при подземном ремонте скважин с фонтанными проявлениями, оборудованных насосами любого типа. Пакер промежуточный с двухсторонним принятием давления с гидравлическим способом деформирования уплотнительных элементов. Техническая характеристика пакера приведена в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Техническая характеристика пакера ППГО-122-160

Типоразмер	ППГО-122-160	ППГО-140-160
Внутренний диаметр колонны обсадных труб, мм	126-133	144,3-155,3
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа	16	16
Температура пластовой жидкости, ^{0}С не более	90	90
Диаметр внутреннего проходного канала, мм	55	55
Габариты, мм Диаметр (по металлу) Длина	 122 787	 140 838
Масса, кг	25	29

Спуск и подъем пакера в скважине производится с помощью специального толкателя и ловителя (таблица 7.3 и таблица 7.4)

Таблица 7.3 - Техническая характеристика толкателя пакера

	ППГО-122-160	ППГО-140-160
Типоразмер	ТП146	ТП168
Длина, мм	2140	2140
Масса, кг	25,8	27,2
Присоединительные размеры	Резьба НКТ∅60мм	Резьба НКТ∅60мм

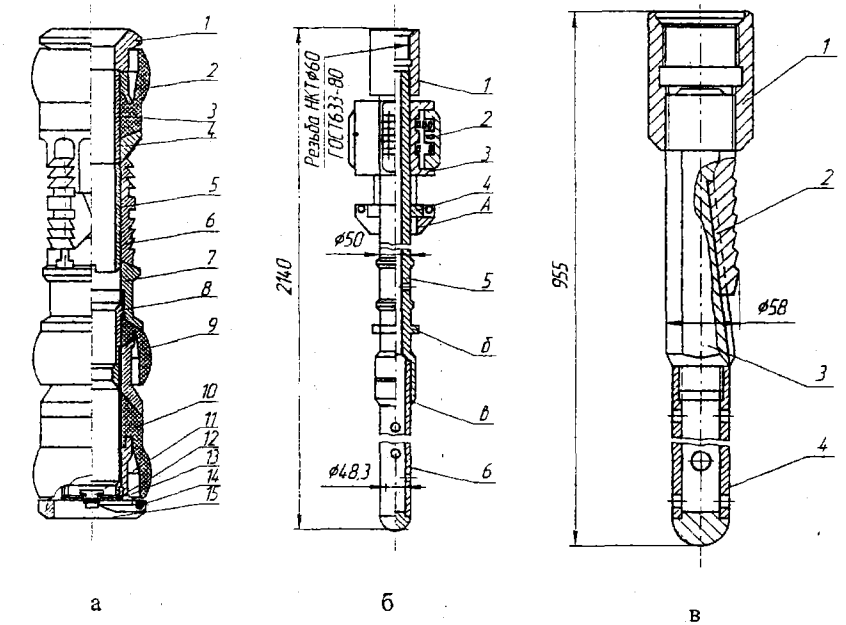
Таблица 7.4 - Техническая характеристика ловителя пакеров

Типоразмер	ЛП62
Максимальная расчетная нагрузка на ловитель при срыве пакера, кН	200
Длина, мм	1030
Масса, кг	14,1
Присоединительные размеры	Резьба НКТ∅73мм

Устройство пакера ППГО

Пакер (рисунок 7.5, а) состоит их двух частей - верхней и нижней, имеющих возможность относительного осевого перемещения.

Верхняя часть пакера состоит из седла 1, резиновой манжеты 2, штока 3, конуса 4 и патрубка 5. Нижняя часть состоит из стакана 7, штока 8, резиновых манжет 9 и 10 и узла клапана, включающего резиновое кольцо 12, откидной тарельчатый клапан 13 с разгрузочным клапаном 11 и пружины 14, собранные в корпусе клапана 15. Разгрузочный и откидной клапаны в свободном состоянии под действием пружины находятся в постоянно закрытом положении.



а) Пакер: 1- седло; 2 - резиновая манжета; 3 - шток; 4 - конус; 5 - патрубок; 6 - шлипсы; 7 - стакан; 8 – шток нижний; 9, 10 – резиновые манжеты; 11 – разгрузочный клапан; 12 – резиновое кольцо; 13 – откидной тарельчатый клапан; 14 – пружина; 15 – корпус клапана;

б) Толкатель: 1 – муфта соединительная; 2 – подпружиненные тормозные башмаки; 3 – фонарь; 4 – плашки; 5 – шток; 6 – перфорированный хвостовик; А – коническая поверхность плашки 4; б – гладкий цилиндрический бурт штока 5; в – торец штока 5

в) Ловитель: 1 – соединительная муфта; 2 – зубчатый шлипс; 3 – стержень; 4 – перфорированный хвостовик

Рисунок 7.5 - Общий вид пакера, толкателя и ловителя

Герметичность тарельчатого клапана обеспечивается посредством резинового кольца 12.

В Т-образных пазах стакана 7 размещены хвостовики шлипсов 6, которые при перемещении верхней и нижней частей пакера относительно друг друга скользят по скошенным поверхностям конуса 4, благодаря чему изменяется диаметральный размер пакера по шлипсам. При "растяжении" пакера шлипсы собираются к центру, вписываясь в диаметральный габарит пакера, при "сжатии" его диаметральный размер увеличивается.

Герметизация кольцевого зазора между стволом пакера и обсадной колонны осуществляется самоуплотняющимися резиновыми манжетами при действии на них жидкости.

Особенностью конструкции пакера является наличие гладких цилиндрических буртов, выступающих над зубчатыми поверхностями шлипсов. Цилиндрические бурты позволяют закрепить пакер в скважине, только в муфте, что исключает деформацию обсадных труб в месте установки пакера и уменьшает усилие срыва при его подъеме.

Устройство толкателя

Толкатель предназначен для спуска и установки пакера в скважине. Толкатель (рисунок 7.5, б) состоит из штока 5, по которому свободно перемещается фонарь 3, и перфорированного хвостовика 6, ввернутого в нижнюю часть штока. Сверху шток оканчивается муфтой 1, служащей для соединения толкателя с колонной насосно-компрессорных труб. В фонаре собраны подпружиненные тормозные башмаки 2, обеспечивающие соответствующую силу трения толкателя в обсадной колонне. Сила трения превышает суммарный вес фонаря и трех плашек 4, подвижно установленных на своих осях и удерживаемых в горизонтальном положении пружинами.

Устройство ловителя

Ловитель предназначен для захвата пакера при его подъеме из скважины. Ловитель (рис. 7.5, в) состоит из стержня 3, перфорированного хвостовика 4, соединительной муфты 1 и зубчатого шлипса 2. Шлипс свободно перемещается по наклонному пазу стержня и под действием силы собственного веса находится в нижней части паза. В этом положении поперечный размер ловителя больше, чем диаметр внутреннего проходного канала пакера. При перемещении шлипса в верхнюю часть паза размер шлипсу уменьшается и ловитель свободно входит в пакер.

Правила эксплуатации пакера ППГО

Для спуска пакера ППГО необходимо подготовить скважину промывкой ствола и шаблонированием на глубину спуска пакера. В качестве шаблона, как правило, применяются резиновые манжеты пакера.

Допускается производить шаблонирование скважины металлическим шаблоном $\varnothing 123_{-0,5}$мм длиной 1 м для обсадной колонны 146 мм и шаблоном $\varnothing 140_{-0,5}$мм той же длины для обсадной колонны 168 мм.

Спуск и подъем шаблона должны производиться без прихватов на всей глубине шаблонирования. Резиновые манжеты шаблона после подъема должны быть в исправном состоянии. Металлический шаблон не должен иметь рисок и задиров, свидетельствующих о неисправности обсадной колонны.

Спуск пакера производится только в заглушенную скважину; не допускается производить спуск пакера в скважину с признаками фонтанирования.

Пакер проверяется на целостность резиновых манжет, резинового кольца и пружин, а также на подвижность верхней части пакера относительно нижней и правильность прилегания клапана к седлу.

Пакер вручную устанавливается в устье скважины. Затем во внутренний канал пакера заводится толкатель, соединенный с первой трубой подвешенной на крюке талевой системы.

Верхняя часть пакера удерживается в поднятом положении, пока верхняя манжета не войдет в обсадную колонну. При этом фонарь толкателя должен находиться выше бурта штока во избежание его преждевременного запирания под буртом.

Спуск пакера происходит под действием веса труб через толкатель. В течение всего спуска не допускается производить подъем колонны труб, так как это приведет к преждевременному переключению фонаря толкателя и сделает невозможным дальнейший спуск пакера. Подъем труб для освобождения элеватора производится не более чем на 10-20 см.

Во избежание порчи резиновых манжет скорость спуска пакера в скважину не должна превышать 0,1 м/с (примерно одна труба в минуту).

Спуск пакера в скважину и установка его в обсадной колонне

Пакер спускается в скважину толкателем, опирающимся торцом "в" штока 5 (см. рис.7.5, б) в конический бурт на верхнем конце штока 8 (см. рисунок 7.5, а). Благодаря трению резиновой манжеты 2 о стенку обсадной колонны верхняя часть пакера отстает от нижней части и пакер спускается в скважину в "растянутом" состоянии, при котором шлипсы находятся в нижней части скошенных поверхностей конуса 4 и не выходят за диаметральный габарит пакера. При этом перфорированный хвостовик толкателя удерживает откидной клапан в открытом положении, что обеспечивает течение жидкости из-под пакера вверх.

На необходимой глубине дальнейший спуск пакера в скважину прекращается и толкатель приподнимается на одну трубу. При подъеме толкателя сила трения тормозных башмаков 2 удерживает фонарь 3 от перемещения относительно обсадной колонны и бурт "б" штока 5, приподнимая плашки 4, проходит через них и начинает поднимать фонарь,

преодолевая силу трения башмаков. Плашки, освободившись от бурта, под действием пружин возвращаются в исходное горизонтальное положение. При повторном движении вниз толкатель опирается на седло пакера поверхностью "А" и перемещает его вниз. Резиновые манжеты 9 и 10 оказывают тормозящее действие на нижнюю часть пакера, и шлипсы раздвигаются входящими в них косыми пазами конуса и вступают в контакт с обсадной трубой. Поскольку выступающие бурты шлипсов гладкие, под действием массы труб пакер скользит по обсадной колонне скважины до первого резьбового соединения, где кольцевые бурты шлипсов проваливаются в пространство муфты, а зубчатые поверхности шлипсов входят в контакт с обсадными трубами.

Посадка пакера в муфте обсадных труб определяется по прекращению движения насосно-компрессорных труб в скважину.

Надежность закрепления пакера в скважине проверяется по индикатору веса при закачке жидкости в насосно-компрессорные трубы. Для этого после установки пакера трубы приподнимаются так, чтобы индикатор веса показывал нагрузку на пакер в 1-2 т, и производится закачка жидкости в трубу при давлении 5-8 МПа в течение 15-20 минут. Неизменность показаний индикатора веса характеризует надежность закрепления пакера. Снижение нагрузки с индикатора веса свидетельствует о движении пакера вверх. В этом случае, продолжая закачку жидкости, следует производить медленный подъем труб до тех пор, пока пакер не закрепится в вышележащей муфте обсадных труб. После этого толкатель поднимается из скважины и в нее спускается соответствующее насосное оборудование - погружной электронасос или штанговый скважинный насос. Насос оборудуется специальным трубчатым фильтром. Под погружным электронасосом дополнительно устанавливается ловитель поясов.

При посадке насоса его фильтр проходит через внутренний канал пакера и открывает откидной клапан, а при подъеме насоса фильтр выходит из пакера и откидной клапан поп действием пружин и избыточного давления снизу закрывается, изолируя пласт от ствола скважины.

Снятие пакера с места установки и подъем его из скважины

Подъем пакера должен производиться только специальным ловителем, спускаемым в скважину на насосно-компрессорных трубах ∅73мм. Применение другого инструмента для подъема пакера запрещается.

Перед спуском ловителя в скважину проверить подвижность шлипса в пазу стержня ловителя. Шлипс должен под собственным весом легко, без заеданий опускаться в крайнее нижнее положение. Достигнув пакера, ловитель своим хвостовиком начинает входить во внутренний канал

пакера. Длина входа ограничивается упором муфты ловителя в седло пакера. При подъеме ловителя зубчатый шлипс захватывает верхнюю часть пакера и начинает поднимать ее вверх. При этом в первое время нижняя часть пакера остается неподвижной, а его шлипсы сходятся к центру, выходя своими буртами из-под стыка обсадных труб.

Подземный ремонт скважины, оборудованной пакером ППГО

Подземный ремонт скважины, эксплуатируемой беструбным электронасосом, производится по специальной инструкции.

Колонна насосно-компрессорных труб приподнимается на 1,5-2,0 м. При этом фильтр выходит из пакера и откидной клапан закрывает внутренний канал пакера, изолируя пласт от ствола скважины. Затем производится разрядка затрубного пространства путем соединения его с выкидной линией и разгерметизация устья скважины.

Подъем насосного оборудования производится обычным способом.

7.6 ПАКЕР ПВ-ЯГ-Н-122-30

ПАКЕР ПВ-ЯГ-Н-122-30 предназначен для защиты эксплуатационных колонн от воздействия закачиваемой жидкости, а также от повышенного давления при технологических операциях по воздействию на призабойную зону пласта в процессе эксплуатации нагнетательных, поглощающих и сбросовых скважин.

Пакер обеспечивает работу в обсадных колоннах с условным диаметром 146 мм. Пакер возможно установить в любом интервале эксплуатационной колонны. Установка и снятие пакера осуществляется без вращения колонны насосно-компрессорных труб.

Техническая характеристика, за исключением температуры рабочей среды, показана в шифре пакера:

- ПН – пакер, воспринимающий перепад давлений, направленный вниз;
- ЯГ – самостоятельно фиксирующийся (Я) гидравлического типа;
- Н – для применения в нагнетательных скважинах;
- 122 – диаметр наружных поверхностей по металлу, мм;
- 30 – максимальное рабочее давление, МПа;

Кроме этого пакер характеризуется следующими показателями:

- температура рабочей среды – не более 100 ^{0}С,
- условный диаметр проходного отверстия – 50 мм,
- длина пакера – 1500 мм.

Пакеры 1ПД-ЯГ и 2ПД-ЯГ, принципиальная конструкция которых соответствует описанной выше конструкции, выпускаются для фонтанирующих эксплуатационных скважин. В одном из наиболее широко применяемых пакеров 1ПД-ЯГ в качестве верхнего заякоривающего

устройства применяется якорь автономного действия типа ЯГ-1, принципиально не отличающийся от якоря ЯПГ 146-500 (см рисунок 7.4). Он состоит из подпружиненных круглых плашек, радиально расположенных в корпусе. Под действием внутреннего избыточного давления плашки выдвигаются наружу и прочно сцепляются с эксплуатационной колонной. При отсутствии давления плашки под действием пружин возвращаются в исходное положение, освобождая якорь от зацепления с эксплуатационной колонной. Якори рассчитаны на восприятие наибольшего перепада давлений 50 МПа и выпускаются шести размеров с наружным диаметром от 114 до 144 мм для эксплуатационных колонн условными диаметрами 146 и 168 мм.

Отдельную группу составляют пакеры, которые могут быть установлены в колонне на канате и кабеле. Установка пакеров, спускаемых на кабеле, осуществляется с помощью устройства, называемого «Кабельный адаптерный прибор».

Комплект устройства работает следующим образом. При достижении заданной глубины в колонне по кабелю посылают электрический импульс, который приводит в действие взрывной заряд. Вследствие взрыва возникает давление, которое передается через плавающий поршень жидкости. Жидкость дросселируется через канал и поступает под поршень со штоком. Благодаря дросселированию происходит плавное нарастание усилия на штоке. Перемещение поршня и штока вызывает перемещение муфты, которая давит на головку пакера. Смещение головки пакера передается на шлипсы, которые перемещаются по конусу вниз до сцепления со стенкой обсадной колонны, в результате чего пакер и инструмент оказываются зафиксированными в вертикальном положении. Дальнейшее перемещение поршня вызывает подъем головки пакера, благодаря чему срезаются винты, связывающие верхний конус с корпусом пакера. Конус более плотно вклинивается под шлипсы, после чего происходит сжатие уплотнительных манжет и свинцовых колец, которые, деформируясь, герметизируют и разобщают затрубное пространство.

Пакер поднимается при разбуривании верхних шлипсов специальным бурильным инструментом. При достижении инструментом пакера ловитель, спускаемый вместе с инструментом, проходит внутрь корпуса, а фреза проходит головку пакера снаружи и упирается в верхние шлипсы. При вращении инструмента фреза срезает зубцы верхних шлипсов, а ловитель предохраняет пакер от падения на забой.

Необходимость разбуривания пакера для поднятия является его существенным недостатком. Этого недостатка лишен извлекаемый пакер типа Р-Д, который устанавливается на кабеле, а поднимается с помощью специального инструмента без вращения колонны, только приложением растягивающих усилий.

8 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Обработка кислотой нефтесодержащего коллектора, в составе которого имеются карбонатные породы, улучшает проницаемость пласта в зоне скважины, а соответственно обусловливает и интенсификацию притока жидкости к скважине либо увеличивает ее приемистость, если скважина нагнетательная.

Кислотная обработка скважин относится к химическим методам воздействия на пласт и занимает одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин.

8.1 Оборудование, химические реагенты и материалы, применяемые при кислотной обработке призабойной зоны скважин

Для обработки пласта кислотой применяется комплекс химических реагентов и оборудования, в состав которого входят:

- химические реагенты;
- арматура устья скважины;
- насосный агрегат для нагнетания кислоты в скважину;
- автоцистерна для перевозки кислоты и химреагентов;
- манифольд для соединения автоцистерны с приемом насосного агрегата и с устьевой арматурой;

Для обработки призабойной зоны скважины наиболее часто используют раствор соляной кислоты HCl с концентрацией от 8 до 20 %. Применяют также фтористоводородную кислоту HF, называемую также плавиковой кислотой. Эту кислоту применяют чаще в смеси с соляной кислотой, называемой также глинокислотой или грязевой кислотой. Иногда применяют смесь соляной, уксусной (CH_3COOH) и плавиковой кислот. Смесь соляной и плавиковой кислот содержит около 8-10% первой и 3-5% второй кислот.

Для снижения коррозионной агрессивности кислот в их растворы добавляют иногда ингибиторы. Например, 0,6 % по объему формалин снижает коррозионную активность в 7-8 раз, 0,1 % уникол (марки У-2, У-К и М-Н) – в 15 раз. Формалин представляет собой 40%-ный раствор формальдегида в воде. Несмотря на применение защитных мер, в процессе обработки скважины в соляной кислоте образуется значительное количество примесей в виде окислов железа, которые выпадают из раствора их и закупоривают поры пласта. Для предотвращения выпадения применяются стабилизаторы, в качестве которых используется уксусная кислота, добавляемая в раствор в количестве 0,8-1,6 % объема разведенной соляной кислоты.

$$2HCl+CaCO_3=CaCl_2+CO_2+H_2O$$
$$4HF+SiO_2=SiF_4+2H_2O$$

Раствор соляной кислоты приготовляют следующим образом. После определения его объема в емкость заливается вода. К ней добавляются ингибитор, затем стабилизатор и замедлитель реакции – препарат ДС в количестве 1-1,5 % от объема закачиваемого в скважину раствора кислоты. После тщательного смешивания раствора в последнюю очередь добавляют рассчитанный объем концентрированной соляной кислоты при постоянном перемешивании.

Кислотные обработки применяют нескольких видов. Они следующие:

- закачка кислоты в пласт под давлением;
- кислотные ванны, при которых кислота закачивается в скважину только в объеме забоя без нагнетания ее в пласт для очистки внутренней поверхности забоя от загрязняющих отложений (цемент, глинистый раствор, смолы, парафин, продукты коррозии);
- закачка горячего кислотного раствора, который нагревается за счет экзотермической реакции между соляной кислотой и реагентом – магниевым материалом

$$Mg+2HCl+H_2O=MgCl_2+H_2O+H_2+470 \text{ кДж.}$$

Последний тип кислотной обработки применяется для удаления парафина и асфальтосмолистых отложений.

Кислотная база

Кислотная база предназначена для приема с железнодорожного транспорта кислот и других материалов, их хранения, приготовления рабочих кислотных растворов, налива в автоцистерны для доставки на скважину.

Емкости гуммируются для защиты их от коррозионного разрушения кислотой

- при обычной температуре – резиной 4476;
- при t=70С – резина ИРП-1025 или эбонит 1726.

Наружные поверхности емкостей достаточно покрыть в три слоя химически стойкой эмалью ХСЭ-93 с последующим нанесением двух слоев лака ХСЛ-91. Этим же способом можно защитить внутреннюю и внешнюю поверхность автоцистерны, служащей для развозки рабочих кислотных растворов.

8.2 Арматура устья скважины

При всех технологических операциях устье скважины оборудуют специальной арматурой, которая носит название «Арматура устья скважины универсальная». Иногда для воздействия на карбонатные породы кислотную обработку сочетают с гидравлическим разрывом

пласта. На первой фазе производится гидравлический разрыв пласта, на второй – кислотная обработка путем закачки кислоты в глубь пласта по образовавшейся трещине. Поэтому применение арматуры устья 2АУ-700, 2АУ-700СУ, рассчитанные на давление, создаваемое на устье скважин при гидроразрыве пласта, не случайно.

Для упрощения обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину применяют самоходный блок манифольда. Нашей промышленностью выпускается самоходный блок манифольда 1БМ-700.

Описание устьевой арматуры и блока манифольда дано в разделе 5 данного учебного пособия.

8.3 Насосы и насосные агрегаты

Для перекачки кислоты применяются кислотоупорные центробежные насосы с небольшим напором и большой производительностью. В таблице 8.1 приведены характеристики таких насосов, выпускаемых отечественной промышленностью.

Таблица 8.1 – Кислотоупорные насосы отечественного производства

Марка насоса	Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Материал деталей проточной части	Мощность электро-двигателя, кВт	Масса, кг	
					агрегата	насоса
1,5Х-4П	8,64	30	Фаолит А ТУ НКХП 322-45	4,5	180	58,6
2,48-3,5	9-18	25-15	-	4,5	-	150
ЦКН-40/40	20-24	18	Фарфор	2,8	250	194
ЦКН-25	90	14	Фарфор	2,8	250	-
ЦКН-7	7	8	Фарфор	2,8	250	-
ЦКН-25/25	8,5	10,7	Фарфор	1,7	174	140
ЦКН-65/50	27	21,8	Фарфор	4,5	320	240
ЦКН-100/80	50,2	30,9	Фарфор	10,0	510	345
5Х-7Ф	90	30	Фарфор	21.5	775	465

Для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты и нагнетания его в пласт применяют специальные кислотные агрегаты УНЦ1-

160-500 (Азинмаш-30А), УНЦ2-160-500, АКПП-500 и АЦ-6,5, технические характеристики которых приведены в таблице 8.2.

Агрегат УНЦ1-160-500 (Азинмаш-30А), смонтированный на грузовом автомобиле КрАЗ-257, состоит из основной цистерны на агрегате и цистерны на прицепе, трехплунжерного горизонтального насоса одинарного действия, коробки отбора мощности, трубопроводов манифольда, поплавковых указателей, баллона для химреагентов. Система отбора мощности для привода этих насосов – промежуточная трансмиссия от коробки отбора мощности к насосу.

Таблица 8.2 - Технические характеристики кислотных агрегатов

Основные показатели	Азинмаш-30А	УНЦ2-160х500	АКПП-500	КП-6,5
1 Шасси агрегата	КрАЗ-257Б1А, КрАЗ-250		КрАЗ-255Б	
2 Вместимость цистерны, $м^3$	6	6	3	6
3 Насос трехплунжерный	5НК-500	5НК-500	5НК-500	-
4 Полезная мощность, кВт	118	118	118	-
5 Наибольшее давление, МПа	50	50	50	-
6 Наибольшая идеальная подача, $дм^3/с$	17,1	17,1	17,1	-
7 Диаметр сменных плунжеров, мм	100 120	100 120	100 120	-
8 Наибольшее число двойных ходов в минуту	242	242	242	-
9 Условный проход трубопроводов, м • всасывающего • нагнетательного	 100 50	 100 50	 100 50	 100 50
10 Общая длина трубопроводов, м	23,5	23,5	23,5	23,5
11 Центробежный насос для подпора	-	4К-6	-	3Х-9В-3-51
12 Наибольший напор, МПа	-	0,98	-	0,35
13 Наибольшая подача, $м^3/ч$	-	37,5	-	29-60
14 Масса (без груза), кг	14577	14757	16050	13352

Трехплунжерный насос 5НК-500 установлен на раме за кабиной автомобиля. Клапанная коробка насоса – кованая, клапаны тарельчатые, взаимозаменяемые. Объемный всасывающий коллектор гуммирован с

внутренней стороны. Детали приводной части насоса смазываются разбрызгиванием из масляной ванны, а крецкопфного узла, плунжера и коренного вала принудительно от шестеренного насоса, смонтированного на крышке подшипника трансмиссионного вала и получающего вращение от последнего. Диапазон давлений насоса обеспечивается двумя комплектами плунжеров диаметрами 100 и 120 мм (таблица 8.3).

Таблица 8.3 – Основные параметры насоса 5НК-500

Скорость	Число двойных ходов в мин	Диаметр сменных плунжеров наоса, мм			
		120		100	
		Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа
N=141,5 кВт, $n_{дв}$=1600 мин$^{-1}$					
I	нерабочая				
II	49,3	3,5	18,3	4,6	26,0
III	94,0	6,6	18,3	4,6	26,0
IV	143,0	10,1	11,9	7,0	17,1
V	215,0	15,2	7,9	10,5	11,3
N=141,5 кВт, $n_{дв}$=1600 мин$^{-1}$					
I	нерабочая				
II	55,5	3,9	30,3	2,7	44,0
III	106,0	7,5	16,0	5,2	23,0
IV	161,0	11,4	10,5	7,9	15,2
V	242,0	17,1	7,0	11,8	10,1

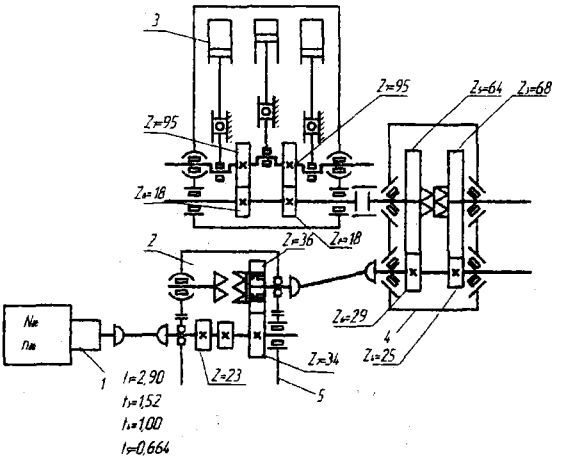
Коробка отбора мощности крепится к раздаточной коробке автомобиля и находится с ней в постоянном зацеплении. Управление коробкой отбора мощности осуществляется рукояткой, находящейся в кабине автомобиля, через систему рычагов и тяг. Промежуточная трансмиссия обычно состоит (рисунок 8.1) из карданного вала, коробки передач и муфты. Карданный вал соединяет вал коробки отбора мощности с валом коробки передач. Муфта соединяет выходной вал коробки передач с трансмиссионным валом насоса.

Цистерна вместимостью 6 м^3 смонтирована на раме агрегата. Она разделена на два отсека емкостью по 3 м^3 каждый. Внутренние стенки отсеков гуммированы.

Баллон предназначен для плавиковой кислоты. Плавиковая кислота подается в приемный коллектор насоса и, разбрызгиваясь через распылитель, смешивается с соляной кислотой. Из баллона кислота вытесняется сжатым воздухом пневмосистемы автомобиля. Расход кислоты зависит от давления воздуха. Необходимое давление устанавливается пневморедуктором. Внутренние стенки баллона гуммированы.

Детали встроенного оборудования (поплавки, рычаги и др.) изготовлены из кислотостойких пластмасс – полиэтилена, винипласта.

Полихлорвиниловые трубопроводы кислотных агрегатов заключены в медные трубки для прочности и безопасности. Соединения их со штуцерами исключает прорыв кислоты или ее паров.



1- коробка передач автомобиля; 2- коробка отбора мощности; 3- насос; 4 - редуктор; 5 - раздаточная коробка автомобиля

Рисунок 8.1 - Кинематическая схема установки УНЦ - 160 К

Исходные требования для конструирования следующие:

- описание технологического процесса, выполняемого установкой с указанием наименования и концентрации растворов кислот, пределов подачи кислоты насосом и развиваемого давления, функций, выполняемых агрегатом (перевозка растворов, подача их в скважину, подача их другому агрегату, самозагрузка цистерны и т.п.);
- вид трансмиссионной базы для размещения на ней выбранного оборудования и отбора необходимой мощности для привода насоса; дорожные и климатические условия, при которых будет эксплуатироваться установка.

При проектировании установки подбирают или разрабатывают насос. Привод насоса обычно осуществляется от ходового двигателя, поэтому разрабатывают трансмиссию передачи мощности от двигателя к насосу.

Проектируют также кислотную цистерну и её оборудование.

В зависимости от необходимой подачи и давления насоса выбирают тип насоса. При выборе центробежного насоса рекомендуют применять насосы для химических производств, лучше консольные. При небольшой

объемной концентрации твердых примесей в жидкости (не более 0,1%) – консольные насосы Х(ХМ), ХО; при твердых примесях не более 1,5% - АХ. Можно также применять герметичные насосы ХГ, ХГВ.

Применение распространенных поршневых насосов для работы с растворами кислот требует замены материалов гидравлической части насосов на коррозионностойкие.

При выборе и освоении применения насосов необходимо учесть то, что при работе с ингибированными кислотами их агрессивность снижается.

Опоры насосов, работающих с кислотой, часто должны работать в условиях смазки маловязкой жидкостью. В этом случае в качестве материала вкладышей подшипников скольжения используют керамику ТК-21, композицию фторопласта–4 с коксом и дисульфидмолибденом.

Рассмотрим определение передаточного числа трансмиссии. Задачу решают при принятой схеме трансмиссии и поршневом насосе с передачей от трансмиссионного вала к коленчатому валу.

Общее передаточное отношение установки $i_{общ}$ определяют при четырех скоростях автомобиля и двух передаточных отношениях трансмиссии:

$$i_{общ} = i_{авт} \cdot i_{транс} \cdot i_{нас},$$

где $i_{авт}$ - передаточное отношение коробки скоростей автомобиля, при нерабочей первой скорости автомобиля передаточное отношение остальных скоростей обозначают $i_{авт2}$, $i_{авт3}$ и т.д.; $i_{транс}$ - передаточное число трансмиссии установки, имеющей две скорости

$$i_{транс1} = \frac{z_1}{z_2} \cdot \frac{z_3}{z_4}; \quad i_{транс2} = \frac{z_1}{z_2} \cdot \frac{z_5}{z_6}.$$

Передаточное число зубчатой пары насоса

$$i_{нас} = z_7 / z_8$$

Передаточные отношения при всех скоростях

$$i_2 = i_{авт2} i_{транс1} i_{нас}; \; i_3 = i_{авт2} i_{транс2} i_{нас}; \; i_4 = i_{авт3} i_{транс1} i_{нас}; \; i_5 = i_{авт3} i_{транс2} i_{нас};$$

$$i_6 = i_{авт4} i_{транс1} i_{нас}; \; i_7 = i_{авт4} i_{транс2} i_{нас}; \; i_8 = i_{авт5} i_{транс1} i_{нас}; \; i_9 = i_{авт5} i_{транс2} i_{нас}.$$

Частоту вращения коленчатого вала насоса, отвечающую рассматриваемому режиму, определяют из соотношения

$$n_j = n_{дв} / i_{(j+1)},$$

где $n_{дв}$ – частота вращения вала ходового двигателя; i – индекс получаемой частоты вращения коленчатого вала насоса (1, 2, …, 8); (j+1) – индекс передаточного числа всей трансмиссии.

Наибольшую частоту вращения коленчатого вала насоса n_{max} находят по заданной максимальной подаче Q_{max}. Приведённые выше зависимости позволяют выбрать ряд подач от Q_{min} до Q_{max}.

9 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

9.1 Методы теплового воздействия на призабойную зону скважины

Важное место в решении проблем интенсификации добычи нефти, особенно на месторождениях с вязкими, смолистыми и парафинистыми нефтями, занимают термические методы воздействия на призабойную зону скважин.

Основная технологическая идея тепловых методов заключается:

1) в резком уменьшении вязкости нефти при нагреве, вследствие чего увеличивается ее подвижность;

2) в очистке призабойной зоны от выпавших парафина и асфальтено-смолистых веществ;

3) в уменьшении адсорбции активных компонентов нефти на поверхности фильтрационных каналов за счет ослабления электрокинетических эффектов, т.е. уменьшения адгезии.

Особое значение имеет содержание в нефти высокомолекулярных парафинов, смол и асфальтенов, которые обладают такими качествами, как высокая поверхностная активность, вязкость, кристаллизация, способность к выпадению в определенных термодинамических условиях из нефти. В условиях призабойной зоны они снижают проницаемость и уменьшают приток нефти к скважине из пласта.

Классификация методов термического воздействия на призабойную зону скважины приведена в виде схемы (рисунок 9.1).

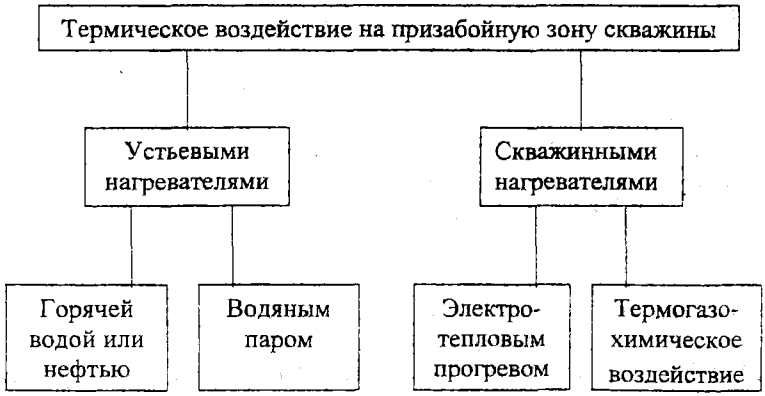


Рисунок 9.1 - Классификация методов термического воздействия на призабойную зону скважины

Кроме того, имеются экспериментальные методы

- термоакустический;
- высокочастотный электромагнитный нагрев.

По времени воздействия на призабойную зону

- периодический (циклический);
- непрерывный (стационарный).

Термогазохимическое воздействие (ТГХВ)

Метод основан на использовании в качестве воздействующего агента газов, получаемых при сжигании пороховых зарядов в интервале продуктивного пласта. Эффект от ТГХВ состоит в следующем:

- при сгорании заряда в скважине находящаяся в ней жидкость под воздействием давления образующихся газов вытесняется в пласт и в зависимости от величины создаваемого давления может способствовать расширению естественных трещин и каналов или созданию новых трещин;
- важную роль в процессе ТГХВ играет тепловой фактор;
- при ТГХВ также происходит химическое воздействие газовой фазы продуктов горения на скелет породы и пластовую жидкость. Газообразные продукты горения порохов в основном состоят из хлористого водорода HCl и углекислого газа CO_2. Проникая в поры пород, хлористый водород при наличии воды, образует соляную кислоту, концентрация которой может достигать 1...5 %.

Термоакустическое воздействие на призабойную зону пласта

Данный способ является развитием электротепловой обработки. Оно заключается в одновременном облучении горной породы тепловыми и акустическими полями в определенных диапазонах частот и интенсивностей. В результате воздействия акустического поля и поля упругих волн происходит многократное увеличение температуропроводности горных пород. Радиус прогретой зоны увеличивается до 3-5 м.

Высокочастотный электромагнитный нагрев

При высокочастотном электромагнитном нагреве температура на забое скважины ниже, а в глубине пласта - выше. В комплект оборудования входит наземное (генератор) и подземное (излучатель) оборудование.

Из видов теплового воздействия на призабойную зону технологически
наиболее разработанными являются периодический электронагрев и периодический паронагрев.

Электротепловая обработка

Периодический прогрев призабойной зоны осуществляется самоходной установкой 1УЭС-1500 (установка электронагревательная самоходная, тепловая мощность N=25 кВт; грузоподъемность P=15 кН).

Для стационарной электротепловой обработки используют установку, состоящую из поднасосного электронагревателя, кабеля, станции управления и вспомогательного оборудования. Конструкция установки по сравнению с передвижным агрегатом значительно проще.

Воздействие паром и горячей водой

Обработка паром или горячей водой способствует снижению вязкости нефти в призабойной зоне, расплавлению и удалению парафиносмолистых отложений и, соответственно, увеличению дебитов скважин. Наиболее эффективными агентами являются сухой насыщенный пар высокого давления (8-15 МПа) и вода при t=200 °С и выше.

Применение этих теплоносителей также может быть циклическим (периодическим) и стационарным (циркуляционным).

Количество тепла, поступающего на забой скважины, обусловливается не только количеством подаваемого тепла, но и теплопотерями в стволе скважины (рисунок 9.2), которые в основном и предопределяют рентабельность метода теплового воздействия.

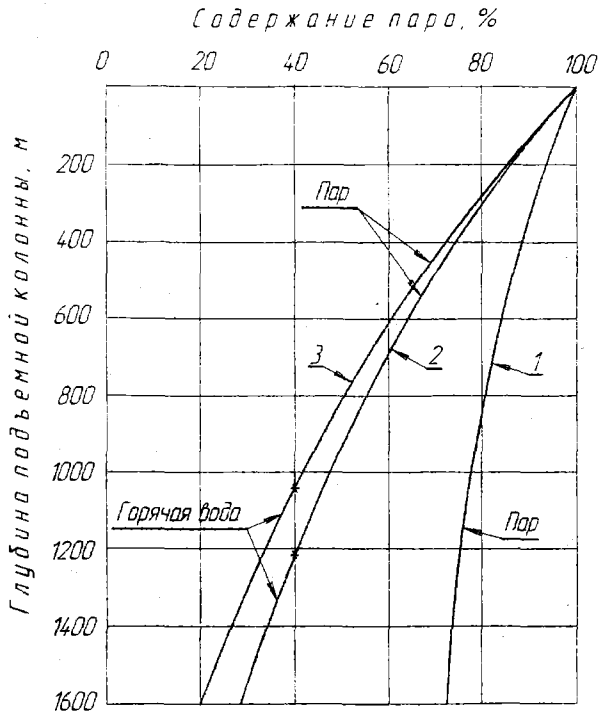
Несмотря на то, что тепловые потери в стволе скважины при движении пара значительно больше, чем при движении горячей воды, бесспорным преимуществом пара, как теплоносителя, является его способность сохранять за счет скрытой теплоты конденсации практически неизменной свою температуру на пути от устья к забою. Общее количество тепла пара состоит из тепла, затраченного на нагрев воды до температуры парообразования, и тепла скрытого парообразования

$$Q = M \cdot c_p \cdot \Delta T + r_в \cdot M ,$$

где M - массовый расход; c_p- удельная теплоемкость воды; ΔT - разность температур пара и исходной воды; $r_в$- скрытая теплота парообразования.
Удельные теплоемкости нефти и воды соответственно следующие:
$c_н$=0,5 ккал/(кг·°С) =2,1 кДж/(кг·°С); $c_в$=1,0 ккал/(кг·°С) =4,18 кДж/(кг·°С).

При нагнетании пара в пласт сначала наблюдается повышение давления в нефтеносном пласте. Это будет происходить до тех пор, пока не нагреется более широкое поле нефтяного пласта, в результате чего нефть сможет продвигаться по направлению к добывающей скважине.

Циклический метод паронагнетания, который создан на основе этого процесса, начинается при помощи небольшой передвижной установки, работающей непрерывно в течении 2-4 недель. Выдерживается 1-3 дня, после чего начинается добыча нефти из этой же паронагнетательной скважины, которое продолжается обычно 2-6 месяцев. Этот цикл повторяется 3-4 раза, после чего переходят на постоянное паронагнетание.



1 – при применении теплоизолированной паронагнетательной трубы «Термокейс»; 2 – при применении серийной насосно-компрессорной трубы и изоляции затрубного пространства пакером; 3 – при применении серийной насосно-компрессорной трубы без изоляции затрубного пространства пакером; * – точка инверсии фаз

Рисунок 9.2. - Изменение температуры пара и воды в зависимости от глубины скважины

9.2 Оборудование, применяемое при нагнетании пара в пласт

Производство и транспортировка пара требуют наличия различных устройств – парогенераторов, оборудования для подготовки питательной воды, трубопроводов, устьевой арматуры, а также устанавливаемых в скважине термоизолированных нагнетательных труб и пакера.

Паропроизводящая установка

Для процесса производства пара необходима пресная вода. Поэтому на процессы очистки и обработки питательной воды должно обращаться особое внимание. Вода, поступающая в котел, подвергается частичному

обессоливанию и деаэрации. При подготовке воды обычно испаряется 70-80% ее объема, а остальное количество используется для выноса из котла загрязняющих компонентов. Агрессивные компоненты воды – кислород и углекислый газ – удаляются методом термической деаэрации.

Котлоустановка типа «ИБК» АО «Раума-Репола» имеет модульную конструкцию и могут подключаться друг к другу для получения необходимой технической характеристики. В качестве топлива для этих котлов может использоваться жидкое нефтяное топливо или газ.

Трубопроводы

Трубопроводы, переносящие пар, должны быть теплоизолированы. Плохая теплоизоляция приводит к потере тепла, что сказывается на продуктивности скважины. Особое значение это имеет в холодных условиях работы.

Термоизолированные трубы

Разработаны и созданы различные по размерам термоизолированные трубы. Конструкция «Термокейс» фирмы «Раума-Репола» состоит из двух соосных труб, наружная труба которой является несущей и оснащена резьбой. Внутренняя труба предварительно напряжена и приварена к наружной. Благодаря хорошей теплоизоляционной способности большее количество тепла достигает нефтеносного пласта (рисунок 9.2). При малой потере тепла обеспечивается низкая температура на поверхности обсадной колонны, в результате чего она не подвергается дополнительному напряжению.

При нагнетании пара резьба термоизолированных труб подвергается большим нагрузкам. Помимо этого, на нее воздействует давление и собственный вес колонны труб. Для наилучшей герметичности резьбовых соединений труб используется трапецеидальная резьба. Кроме того, герметичность трубы «Термокейс» подстраховывается тефлоновым кольцом, которое заменяется во время очередного подземного ремонта. Для предупреждения «заедания» резьбы и ее повреждения момент свинчивания не должен превышать необходимого значения. Для смазки резьбы труб создана специальная термостойкая смазка «Therm-O-Coat». Резьбовая часть трубы очищается и высушивается, после чего на резьбу наносится смазочное масло. Образующийся при этом защитный слой обеспечивает герметичность и предупреждает «заедание» резьбы.

Устьевая арматура

Назначением устьевой арматуры является подключение нагнетательной скважины к паропроводу и подвеска паронагнетательной трубы.

Подключение паропровода к устьевой арматуре должно выполняться при помощи сочлененных подвесных труб, что облегчает его обслуживание.

9.3 Оборудование паронагнетательной скважины

В скважину последовательно спускаются труба-хвостовик, пакер, термоизолированные паронагнетательные трубы.

Пакер

Назначением пакера является перекрытие межтрубного пространства с целью предупреждения попадания в него пара. В зависимости от модели пакера труба-хвостовик может быть выполнена с возможностью перемещения внутри пакера.

Пакеры типа ПТГМ, ПТТГМ , термокомпенсаторы типа УТ и УТО , а также разработанный Татфизнефтемашем пакер типа ПВГ-ЯМ, термокомпенсатор типа КТУ не удовлетворяет рабочей температуре 400 °С и ее циклическому воздействию. Все указанные пакеры имеют уплотнительные элементы на основе асбестографита. Максимальная рабочая температура для него (по данным ВНИИАТИ) составляет порядка 343°С. Применение уплотнений на основе асбестографита, например для уплотнения штока термокомпенсатора, требует высокой, порядка Rz=0,32, чистоты обработки уплотненных поверхностей.

Одним из основных недостатков, препятствующих применению асбестографита в качестве уплотнителя в термостойких пакерах и других устройствах, является потеря пластичности и упругости при высоких температурах (~300 °С).

Разобщитель межтрубного пространства РМП-168 конструкции ВНИИТермнефть имеет в качестве уплотнительного элемента - металлический элемент, обеспечивающий заданную герметичность при высоких температурах (400°С): по две крайних - из прорезиненной асбестометаллической ткани, средние - из прорезиненной асбестовой ткани.

Клапан-осушитель предназначен для осуществления технологических операций их наливу и вымову теплоизоляции в затрубное пространство. При закачке базальтовой пульпы в межтрубное пространство базальтовое волокно задерживается на секции фильтра клапана и заполняет межтрубное пространство. Несущая жидкость выносится через трубное пространство на поверхность.

Термокомпенсатор ТК-1750 предназначен для компенсации температурных удлинений колонны НКТ, которые для l=1000м составляют

$$\Delta l = \alpha \cdot \Delta T \cdot l = 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 400 \cdot 1000 = 4{,}8 \text{ м.}$$

Здесь $\alpha = 1{,}2 \cdot 10^{-5}$ 1/град - коэффициент температурного расширения; ΔT- разность температур между паром и породой.

9.4 Расчет потерь тепла в стволе скважины при нагнетании теплоносителей в пласт

Потеря тепла в стволе скважины происходит из-за теплоотдачи от теплоносителя в окружающий скважину грунт. В расчетах процесс теплопередачи от теплоносителя в окружающую среду в пределах скважины условно принимают установившимся процессом, а в пределах грунта – неустановившимся.

При этих условиях тепловой поток через поверхность единицы длины труб от теплоносителя в грунт q_τ зависит от времени τ и выражается следующей формулой:

$$q_\tau = K_\tau \cdot \pi (T_x - T_{гр}), \tag{9.1}$$

где q_τ - нестационарный тепловой поток; K_τ - линейный коэффициент теплоотдачи; T_x и $T_{гр}$ – температура теплоносителя и температура грунта.

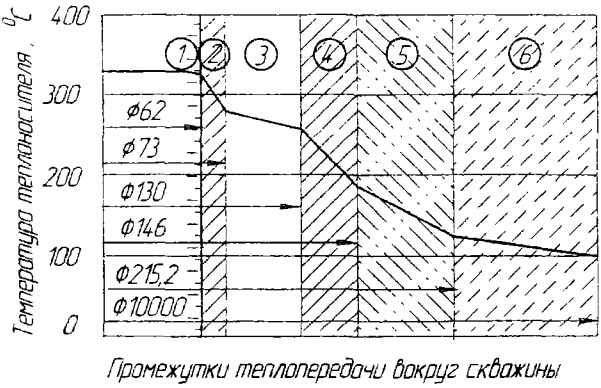
Согласно рисунку 9.3 полное термическое сопротивление можно записать в следующем виде:

$$R_\tau = \frac{1}{K_\tau} = \left[\frac{1}{\alpha_1 d_1}\right] + \left[\frac{1}{2\lambda_2}\ln\frac{d_2}{d_1}\right] + \left[\frac{1}{2\lambda_4}\ln\frac{d_4}{d_3}\right] + \left[\frac{1}{2\lambda_5}\ln\frac{d_5}{d_4}\right] + \left[\frac{1}{2\lambda_6}\ln\frac{d_6}{d_5}\right] + \left[\frac{1}{2\lambda_3}\ln\frac{d_3}{d_2}\right], \tag{9.2}$$

где составные термические сопротивления по пути распространения тепла вокруг скважины обозначены

1) $\left[\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1}\right]$ - от теплоносителя к стенке колонны ∅62мм (d_1); 2) $\left[\frac{1}{2\lambda_2}\ln\frac{d_2}{d_1}\right]$ - металлических колон НКТ; 3) $\left[\frac{1}{2\lambda_4}\ln\frac{d_4}{d_3}\right]$ - обсадной колонны; 4) $\left[\frac{1}{2\lambda_5}\ln\frac{d_5}{d_4}\right]$ - цементного кольца; 5) $\left[\frac{1}{2\lambda_6}\ln\frac{d_6}{d_5}\right]$ - грунта; $\left[\frac{1}{2\lambda_3}\ln\frac{d_3}{d_2}\right]$ - межтрубной среды.

Здесь d_1, d_2, d_3, d_4 – внутренние и наружные диаметры колонны НКТ и обсадной колонны; d_5 – наружный диаметр цементного кольца; d_6 – диаметр окружности теплового влияния; α_1 – коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности колонны НКТ; λ_2, λ_3, λ_4, λ_5, λ_6 – коэффициенты теплоотдачи соответственно материала насосно-компрессорных труб, межтрубного пространства, материала обсадной колонны, цементного кольца и грунта; t_1, t_2, t_3 и t_4 – температуры внутренней и наружной поверхности колонны насосно-компрессорных труб и обсадной колонны.



1 – теплопередача конвекцией от теплоносителя к НКТ; 2 – теплопередача через стенку НКТ; 3 – теплопередача тепловым излучением в затрубном пространстве; 4 – кондуктивная теплопередача через стенку обсадной колонны; 5 - теплопередача через цементное кольцо; 6- теплопередача в грунт

Рисунок 9.3 - Распределение температуры вокруг ствола скважины

Теплопередача через слой межтрубной среды определяется в общем случае теплопроводностью, конвекцией и тепловым излучением. Если за основу взять теплопроводность, то под λ_3 понимают эффективный коэффициент теплопроводности $\lambda_{эф}$, который определяют по формуле

$$\lambda_{эф} = \varepsilon_к \cdot \lambda_3 + \frac{\alpha_\Lambda \cdot d_2}{2} \ln \frac{d_3}{d_2}, \qquad (9.3)$$

где $\lambda_{эф}$ – эффективный коэффициент теплопроводности межтрубной среды; $\varepsilon_к$ – коэффициент конвекции; λ_3 – коэффициент теплопроводности межтрубной среды; α_Λ - коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием.

Для определения $\varepsilon_к$ применяют следующую зависимость:

$$\varepsilon_к = 0{,}18(G_r \cdot P_r)^{0{,}25}, \qquad (9.4)$$

где G_r P_r – критерии подобия Грасгофа и Прандтля.

При $(G_r{*}P_r) < 10^3$ величина $\varepsilon_к$=1,0, а это значит, теплопередача обусловливается только кондуктивной теплопроводностью межтрубной среды. В рассматриваемом случае конвекции нет, следовательно, $\varepsilon_к$=1.

Коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием при τ=0 определяется выражением

$$\alpha_\Lambda = \varepsilon_n \cdot c_0 \cdot 10^{-8} \frac{(t_2 + 273)^4 - (t_3 + 273)^4}{t_2 - t_3}, \qquad (9.5)$$

где c_0 - коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием абсолютно черного тела, равный 4,9 ккал/(м^2·4·^{0}К^4)=5,67·10^{-3} кВт/(м$^{2.0}$К^4); $\varepsilon_п$ - производная степень черноты системы, которая зависит от внешнего диаметра d_2 нагнетательной колонны и ее степени черноты ε_2, от внутреннего диаметра обсадной колонны d_3 и ее степени черноты ε_3 и определяется из уравнения

$$\varepsilon_п = \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_2} + \frac{d_2}{d_3}\left(\frac{1}{\varepsilon_3} - 1\right)} \qquad (9.6)$$

{$\varepsilon_2=\varepsilon_3=0,8$}, так как трубы имеют одинаковую технологию изготовления.

Тогда коэффициент теплоотдачи

$$K_0 = K_3 = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_{эф}} \cdot \ln\frac{d_3}{d_2}}. \qquad (9.7)$$

Согласно методу последовательной смены стационарных состояний условный диаметр теплового влияния d_τ определяют из выражения

$$d_\tau = 2\sqrt{r_4^2 + 4a_{гр} \cdot \tau}. \qquad (9.8)$$

Если $d_\tau \geq d_4$, то

$$d_\tau = 4\sqrt{a_{гр} \cdot \tau}, \qquad (9.9)$$

где $a_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта; τ - время распространения тепла.

Линейный коэффициент теплоотдачи в грунт в начальный момент (τ=0, $t_3=t_{гр}$) равен коэффициенту теплоотдачи затрубного пространства

$$K_0 = K_3.$$

Тогда

$$q_0 = K_0 \cdot \pi(t_2 - t_3) = K_0 \cdot \pi(t_x - t_{гр}). \qquad (9.10)$$

В формуле (9.10) два неизвестных параметра - t_3 и $t_{гр}$. Поэтому надо иметь ещё одно уравнение. Оно находится методом последовательной смены стационарных состояний.

Тепловой поток, обусловленный неустановившимся процессом теплоотдачи в грунт

$$q_\tau = \frac{\pi(t_3 - t_{гр})}{\frac{1}{2\lambda_{гр}} \ln\frac{4\sqrt{a_{гр} \cdot \tau}}{d_4}}. \qquad (9.11)$$

Приравняв (9.11) и (9.13), находим t_3

$$t_3 = t_{гр} + \frac{q_0 \ln\frac{4\sqrt{a_{гр} \cdot \tau}}{d_4}(t_x - t_{гр})}{2\pi \cdot \lambda_{гр}(t_x - t_{гр}) + q_0 \ln\frac{4\sqrt{a_{гр} \cdot \tau}}{d_4}}. \qquad (9.12)$$

Если принять, что тепловой поток снижается линейно, то его снижение описывается уравнением

$$q_т = q_0 - \frac{q_0}{t_x - t_{гр}}(t_з - t_{гр}) \ . \qquad (9.13)$$

Далее определяем $q_т$ по (9.11).

По всей длине колонны

$$Q_т = L \cdot q_т \ . \qquad (9.14)$$

Коэффициент теплопотерь

$$\eta = \frac{Q_т}{Q_{экт}} p_o. \qquad (9.15)$$

По мере нагрева грунта тепловой поток через затрубное пространство принимает линию, как показано на рисунке 9.4.

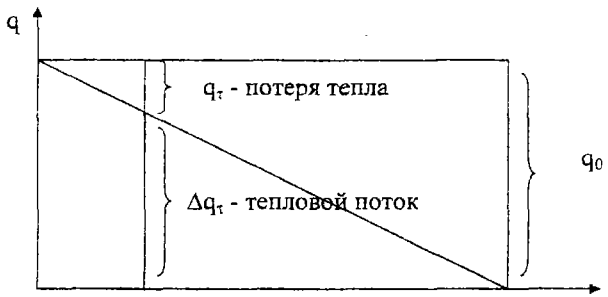


Рисунок 9.4 - Схема к расчету тепловых потерь

Следует иметь в виду, если $T_x \Rightarrow T_з$, то $T_{гр} \Rightarrow T$

Поэтому

$$\frac{\Delta q_т}{q_0} = \frac{T_з - T_{гр}}{T_x - T_{гр}}; \qquad \Delta q_т = q_0\left(\frac{T_з - T_{гр}}{T_x - T_{гр}}\right); \qquad (9.16)$$

Потеря тепла $q_т = q_0 - \Delta q_т = q_0 - q_т\left(\frac{T_з - T_{гр}}{T_x - T_{гр}}\right) = q_0\left(\frac{T_x - T_з}{T_x - T_{гр}}\right)$. (9.17)

<u>Для численного решения задачи данные о термических свойствах горных пород принимаем из таблицы 9.1.</u>

Таблица 9.1 - Термические свойства горных пород.

Горная порода	Теплопроводность λ, Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	Температуропроводность, 10^{-6}м^2/с
1 Глина	0,99	0,755	0,97
2 Глинистый сланец	154-218	0,772	0,97
3 Доломит	1,1-4,98	0,93	0,86
4 Известняк кристаллический	2,18	1,1	0,5-1,2
5 Известняк доломитовый	151	-	-
6 Каменная соль	7,2	0,853	0,89
7 Кварц	2,49	0,692	1,36
8 Морская соль	0,915-2,18	-	-
9 Песок (сухой)	0,347	0,8	0,2
10 Песок [illegible]	[illegible]		
11 Песчаник	1,27-3,01	0,838	1,39
12 Нефть	0,139	2,1	0,069-0,086
13 Вода	0,582	4,15	0,14
14 Воздух	0,0244	-	

9.5 Пример расчета потерь тепла в стволе скважины при нагнетании теплоносителей в пласт

Задача

Рассчитать тепловые потери и коэффициенты тепловых потерь при закачке теплоносителя в скважину при исходных данных, приведенных в таблице 9.2.

Методические указания

1. Пример пересчета из одной системы единиц в другую

$$\lambda_{возд} = 0{,}021\ ккал/(м^4 \cdot {}^0C) = \frac{0{,}021 \cdot 4{,}19 \cdot 1000}{3600} = 0{,}021 \cdot 1{,}163 = 0.0244\ \frac{Вт}{м \cdot {}^0C}$$

$$\frac{\lambda_{воды}}{\lambda_{воз}} = \frac{0{,}582}{0{,}0244} = 23{,}9.$$

2.Термическое сопротивление каждого из промежутков рассчитывается по формуле (9.2).

3. Критерии Грасгофа и Прандтля имеют следующий вид записи

$$G_r = \frac{d^3 \cdot g}{\nu^2} \beta \cdot \Delta t; \qquad (9.20)$$

$$P_r = \frac{\mu \cdot c}{\lambda}. \qquad (9.21)$$

Таблица 9.2 – Исходные данные для расчета тепловых потерь при закачке теплоносителя в скважину

Параметр	Значение
1 Расход теплоносителя, кг/ч	4000
2 Температура, °С	400
3 Диаметры интервалов, м • внутренний диаметр насосно-компрессорных труб d_1; • наружный диаметр НКТ d_2; • внутренний диаметр обсадной колонны d_3; • наружный диаметр обсадной колоны d_4; • наружный диаметр цементного кольца d_5; • диаметр призабойной зоны d_6	 $62 \cdot 10^{-3}$ $73 \cdot 10^{-3}$ $130 \cdot 10^{-3}$ $146 \cdot 10^{-3}$ $215{,}2 \cdot 10^{-3}$ 5
4 Коэффициенты теплопроводности λ, Вт/м град • воздуха $\lambda_в$ • нефти $\lambda_н$ • грунта $\lambda_{гр}$ • воды $\lambda_в$ • металла $\lambda_м$	 0,024 0,139 2,7 0,582 45
5 Коэффициент лучеиспускания абсолютно чёрного тела C_0, Вт/м^2·К	5,67
6 Степень черноты труб ε_2 и ε_3	0,8
7 Коэффициент теплоотдачи α_1, Вт/м^2·К	800
8 Теплопроводность цемента λ_5, Вт/м·град	2
9 Температуропроводность грунта $\lambda_т$, м^2/с	$0{,}8 \cdot 10^{-6}$
10 Коэффициент теплопроводности затрубного пространства, Вт/м·град	$\lambda_3 = \lambda_в = 0{,}024$

Решение

Коэффициент теплопроводности затрубного пространства равен коэффициенту теплопроводности воздуха, поскольку конвекция отсутствует, т.е. $\varepsilon_к$=1,0 т.е.

1) $\lambda_3 = \lambda_{эф} = \varepsilon_к \cdot \lambda_3 + \frac{\alpha_л \cdot d_2}{2} \ln \frac{d_3}{d_2}$.

2) Приведённая степень черноты

$$\varepsilon_п = \frac{1}{\left[\frac{1}{0,8}\left(1+\frac{73}{130}\right)-\frac{73}{130}\right]} = \frac{1}{1,39} = 0,72.$$

3) Коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием при τ=0

$$\alpha_л = 5,67 \cdot 10^{-8}\left[\frac{(400+273)^4 - \left(3\frac{10}{2}+273\right)^4}{673-288}\right] = 43,7 Вт/м^2 К.$$

3)

$$\lambda_{эф} = 1 \cdot 0,024 + \frac{43,7 \cdot 73 \cdot 10^{-3}}{2} \ln \frac{130}{73} = 0,93 Вт/м \cdot К.$$

Термическое сопротивление по интервалам

1) $\frac{1}{\alpha_1 \lambda_1} = \frac{1}{800 \cdot 62 \cdot 10^{-3}} = \frac{1}{50} = 0,02 = 20 \cdot 10^{-3} м \cdot К / Вт$

2) $\frac{1}{2 \cdot \lambda_2} \ln \frac{d_2}{d_1} = \frac{\ln(73/62)}{2 \cdot 45} = \frac{0,16}{90} = 1,8 \cdot 10^{-3} м \cdot К / Вт$

3) $\frac{1}{2 \cdot \lambda_3} \ln \frac{d_3}{d_2} = \frac{\ln(130/73)}{2 \cdot 0,93} = 0,31 м \cdot К / Вт$

4) $\frac{1}{2 \cdot \lambda_4} \ln \frac{d_4}{d_3} = \frac{\ln(146/130)}{2 \cdot 45} = 1,3 \cdot 10^{-3} м \cdot К / Вт$

5) $\frac{1}{2 \cdot \lambda_5} \ln \frac{d_5}{d_4} = \frac{\ln(215,2/146)}{2 \cdot 2} = 0,1 м \cdot К / Вт$

6) $\frac{1}{2 \cdot \lambda_6} \ln \frac{d_6}{d_5} = \frac{2 \cdot \ln(5 \cdot 10^3 / 215,2)}{2 \cdot 2} = 0,78 м \cdot К / Вт$

Средний коэффициент теплопроводности

$$K_T = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_2} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_3} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_4} \ln \frac{d_4}{d_3} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_5} \ln \frac{d_5}{d_4} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_6} \ln \frac{d_6}{d_5}} =$$

$$= \frac{1}{20 \cdot 10^{-3} + 1,8 \cdot 10^{-3} + 0,31 + 1,3 \cdot 10^{-3} + 0,1 + 0,78} = 0,82 Вт/м \cdot К$$

Интервал термического воздействия за восьми часовой рабочий день

$$d_\tau = 4\sqrt{0{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{86400}{3}} = 0{,}61 м .$$

Линейный коэффициент теплопередачи в начальный момент

$$q_0 = \frac{3.14(400-14)}{0{,}31} = 3900 Вт/м .$$

Температура на границе цемента и грунта

$$t_5 = 15 + \frac{3900 \ln[\frac{0{,}61}{146 \cdot 10^{-3}}] \cdot (400-15)}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 2 \cdot (400-15) + 3900 \cdot \ln[\frac{0{,}61}{146 \cdot 10^{-3}}]} = 311^\circ C .$$

Тепловой поток на 1 м глубины

$$q_\tau = \frac{3{,}14(311-15)}{\frac{1}{2 \cdot 2} 4{,}18} = 892 Вт/м .$$

Потери тепла на расстоянии 1000 м по глубине

$$Q_\tau = q_\tau \cdot l = 892 \cdot 1000 = 892 кВт .$$

Теплосодержание воды

$$Q_в = M \cdot C_p \cdot \Delta T = \frac{4000}{3600} \cdot 4{,}19 \cdot (400-0) = 1862 кВт .$$

при М=1200 кг/ч $\Rightarrow Q_в$=558 кВт.

Коэффициент теплопотерь

$$\eta = \frac{Q_в - Q\tau}{Q_в} = \frac{1862-892}{1862} = 0{,}52 .$$

Список использованной литературы

1 Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Теловые методы разработки нефтяных месторождений. 3-е изд., перераб. и доп. –М.: Недра, 1988. –345 с.
2 Башта Т.М. Машиностроительная гидравлика. -М.: Машиностроение, 1971. –672с.
3 Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1974. – 360с.
4 Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования: Учебник для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. -2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1985. – 391с.
5 Даниельянц А.А. и др. Объемный гидропривод нефтепромыслового оборудования. –М.: Недра, 1975. –176с.
6 Зайцев Ю.В., Максутов Р.А., Асфандияров Х.А. Оборудование для предотвращения открытых фонтанов нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1973. –224с.
7 Ибатулов К.А. Гидравлические машины и механизмы в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1972. – 288с.
8 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб. РД 39-0147014-217-86 (РД 39-136-95).- Куйбышев: ВНИИТнефть, 1987.
9 Ишмурзин А.А. Решение задач нефтепромысловой механики на ЭВМ. – Учеб. пособие. –Уфа: Изд-во УГНТУ, 1989. -71 с.
10 Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: \Учебник для вузов. –М.: Недра, 1984. –464 с.
11 Оборудование для термических методов интенсификации добычи нефти /Бухаленко Е.И., Жданов М.М., Закиров Р.А. и др.//Машины и нефтяное оборудование: Обзорная информация /ВНИИОЭНГ. -М:, 1977.-с.48.
12 Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учеб. пособие для вузов /Л.Г. Чичеров, Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович и др. - М.: Недра, 1987.- 422с.
13 Сароян А.Е., Субботин М.А. Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб.- М.: Недра, 1985.-216 с.
14 Справочная книга по добыче нефти/Под редакцией Ш.К.Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 454 с.
15 Специализированные машины и механизмы, применяемые в технологических процессах проводки, обустройстве и эксплуатации нефтяных скважин. Спецагрегаты, установки подъемные и буровые. –Уфа: КИВЦ АНК «Башнефть», 2001. -520 с.
16 Справочник по нефтепромысловому оборудованию /Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 399с.
17 Трубы нефтяного сортамента: Справочник /Под ред. А.Е. Сарояна.-М.: Недра, 1976. – 504 с.

18 Трубы нефтяного сортамента: Справочник /Под ред. А.Е. Сарояна.-М.: Недра, 1987. – 488 с.
19 ТУ 14-3-1229-83 Насосно-компрессорные трубы и муфты к ним с улучшенной проходимостью для эксплуатации наклонно-направленных скважин. - Куйбышев: ВНИИТнефть, 1983.
20 Чичеров Л.Г., Сергеев А.И. Оборудование для термического воздействия на пласт. –М.: Недра, 1072. –152с.

Учебное издание

Ишмурзин Абубакир Ахмадуллович

ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА, ОСВОЕНИЯ И УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Редактор Л.А. Маркешина

Подписано в печать 07. 07. 03. Бумага офсетная №2. Формат 60x84 1/16.
Гарнитура «Таймс». Печать трафаретная. Усл.-печ. л. 7,8. Уч.изд. л. 6,9.
Тираж 300 экз. Заказ 188.

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета

Типография Уфимского государственного нефтяного технического университета

Адрес издательства и типографии:
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.