

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.

УДК 622.245.723

Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т./А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под. ред. А.И. Булатова. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998. — Т. 5. — 375 с.: ил. — ISBN 5-247-03791-X

Приведены основные требования к процессам заканчивания скважин, изложены технология и техника вскрытия, крепления, испытания и освоения скважин в отечественной и зарубежной практике, а также методы оценки их качества. Описаны свойства буровых и цементных растворов, материалов и химических реагентов применительно к первичному и вторичному вскрытию продуктивных пластов. Освещены способы вызова притока и исследования скважин, методы воздействия на призабойную зону. Уделено внимание сохранению коллекторских свойств продуктивных объектов.

В томе 5 приведены сведения о вторичном вскрытии продуктивных пластов, глушении скважин, установке цементных мостов; рассмотрены вопросы охраны окружающей среды.

Для научных работников нефтяной и газовой промышленности. Может быть полезна инженерно-техническим работникам буровых предприятий.

Табл. 81, ил. 91, список лит. — 384 назв.

А в т о р ы:

А.И. БУЛАТОВ, П.П. МАКАРЕНКО, В.Ф. БУДНИКОВ,
Ю.М. БАСАРЫГИН

The Theory and Practice of Well Completion. Vol. 5/A.I. Bulatov, P.P. Makarenko, V.F. Budnikov, Yu.M. Basarygin

The main requirements for well completion processes are given; the methods and equipment for well opening out, mounting, testing, and operation used in domestic and foreign practice as well as the methods of well quality estimation are presented. Also discussed are the features of drilling fluids, mortars, materials, and chemical reagents as applied to primary and secondary opening out of the producing layers. The methods to stimulate the inflow and to examine the wells together with the methods of exposure on the face zone are shown. Attention is given to retaining the collector properties of producing objects.

Volume 5 contains the information on secondary opening out productive layers, on damping wells, and on installation of cement bridges; the problems of environment protection are also discussed.

Advisable for scientists engaged in oil gas industry. Also useful for engineers dealing with drilling rigs.

ISBN 5-247-03730-8
ISBN 5-247-03791-X (Т. 5)

© Коллектив авторов, 1998
© Оформление. ОАО "Издательство
"Недра", 1998

ОГЛАВЛЕНИЕ

11. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	5
11.1. Техничко-технологическая характеристика условий проведения перфорации	6
11.2. Пулевая перфорация.....	9
11.3. Кумулятивная перфорация.....	11
11.4. Скважинные торпеды	15
11.5. Действие взрыва в скважине	16
11.6. Гидропескоструйная перфорация.....	18
11.7. Влияние условий в скважине на эффективность вскрытия пластов перфорацией	19
11.8. Выбор плотности перфорации и типоразмера перфоратора.....	31
11.9. Скин-эффект при перфорации.....	35
11.10. Влияние типа буровых растворов и специальных жидкостей на качество вторичного вскрытия продуктивных пластов.....	38
11.11. Выбор типа перфорационной жидкости при перфорации.....	43
11.12. Очистка перфорационной среды от взвешенных частиц.....	46
11.13. Технология вскрытия пластов путем перфорации в среде очищенного солевого раствора.....	48
11.13.1. Системы для заполнения скважины.....	48
11.13.2. Закачка жидкостей в скважину.....	50
11.14. Перфорация цементного камня.....	52
12. ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	66
12.1. Технологические особенности вызова притока нефти и газа из продуктивного пласта.....	68
12.2. Вызов притока нефти и газа из пласта. Общие положения.....	73
12.3. Исследование и работа комплекса оборудования для приготовления и нагнетания в скважину азрированных растворов	76
12.4. Типовые технологические схемы освоения скважин в РФ и США	85
12.5. Вызов притока	91
12.5.1. Выбор величины депрессии на пласт.....	91
12.5.2. Замена бурового раствора жидкостью меньшей плотности.....	95
12.5.3. Снижение давления на забой с помощью компрессора	96
12.5.4. Освоение скважин с использованием пен	107
12.5.5. Технология освоения скважин с использованием азотных газификационных установок типа АГУ-8К.....	120
12.5.6. Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов.....	137

12.5.7. Технология освоения скважин с применением самогенерирующих пенных систем	146
12.5.8. Технология повышения качества освоения нефтяных и газовых скважин с помощью струйных аппаратов	151
12.5.9. Вызов притока из пластов, поглощающих жидкость при создании давления больше пластового	168
12.5.10. Свабирование (поршневание)	170
12.5.11. Тартание	171
12.5.12. Промывка (циркуляция) жидкости	171
12.6. Исследование скважины в процессе освоения	172
12.7. Оценка степени гидродинамического совершенства скважин	173
12.7.1. Обобщение понятия гидродинамического совершенства скважин	173
12.7.2. Определение степени совершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований	175
12.7.3. Методика определения степени совершенства скважин по промысловым данным	177
12.7.4. Влияние основных геолого-промысловых факторов на степень совершенства скважин	178
13. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН	182
13.1. Разработка составов и технологии глушения скважин, предотвращающих засорение призабойных зон пласта. Испытание и обеспечение внедрения	183
13.2. Выбор составов жидкостей глушения	192
13.3. Разработка технологии глушения скважин пенами применительно к горно-геологическим условиям месторождений Краснодарского края и совершенствование технологии и техники ремонтных работ	196
13.3.1. Общие свойства пен	196
13.3.2. Упругие свойства пен при циркуляции в скважине	198
13.3.3. Влияние пены на проницаемость пористой среды	198
13.3.4. Методы определения гидростатического давления, создаваемого трехфазной пеной в стволе скважины	199
13.3.5. Технология глушения скважин трехфазной пеной	205
13.3.6. Результаты внедрения технологии глушения скважин трехфазной пеной	212
13.4. Жидкость СНПХ-3100	213
13.5. Водные растворы с добавкой ИВВ-1	215
13.6. Жидкость глушения: гидрофобная эмульсия на основе газоконденсата и ССБ	218
13.7. Глушение скважин с одновременной обработкой призабойной зоны продуктивного пласта	221
13.7.1. Технология приготовления обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель	223
13.7.2. Регулирование свойств обратных эмульсий	224
13.7.3. Технология глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта	225
13.8. Глушение скважин с применением предварительного блокирования пласта концентрированными меловыми пастами	226
13.8.1. Технология промыслового приготовления меловых суспензий	227
13.8.2. Особенности глушения скважин с предварительным блокированием пласта	228
13.8.3. Деблокирование пласта и технология освоения скважин	228
13.9. Глушение скважины жидкостями без твердой фазы в условиях АВПД и сероводорода	231
13.9.1. Физико-химические свойства жидкости на основе композиции бромид цинка — бромид кальция и бромида кальция	231
13.9.2. Подготовка скважины к замене бурового раствора на жидкость на основе композиции бромид цинка — бромид кальция	238
13.9.3. Подготовка жидкости. Приготовление и очистка	238
13.9.4. Технология замены воды на жидкость без твердой фазы	241

14. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ.....	243
14.1. Специфика установки цементных мостов в глубоких скважинах	244
14.2. Особенности выбора рецептуры растворов вяжущих веществ для установки мостов	249
14.3. Оценка факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов	251
14.4. Повышение надежности доставки цементного раствора в интервал установки моста	253
14.5. Управление процессом срезки штифтов при использовании разделительных пробок	255
14.6. Технические факторы.....	257
14.7. Влияние поглощения раствора, водоотдачи и водоотстоя.....	262
14.8. Субъективные факторы	263
14.9. Некоторые вопросы гидравлики растворов применительно к установке цементных мостов	265
14.9.1. Общие сведения и методика исследования	265
14.9.2. Исследование реологических свойств цементных и цементно-песчаных растворов ..	267
14.9.3. Исследование реологических и физико-механических свойств цементных и цементно-песчаных растворов, обработанных хлористым натрием	272
14.9.4. Исследование процессов смешения промывочных жидкостей и тампонажных растворов при установке мостов и цементировании скважин.....	275
14.10. Требования, предъявляемые при установке мостов	294
14.10.1. Обоснование требований к прочности, проницаемости и сцеплению цементного камня.....	294
14.10.2. Экспериментальные исследования проницаемости и несущей способности цементных мостов.....	297
14.11. Планирование работ по установке цементных мостов	314
15. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	317
15.1. Методика оценки вскрытия пластов и освоения скважин.....	319
15.2. Критерии оценки качества вскрытия пласта и освоения скважин.....	323
15.3. Критерии сравнения качества двух технологий вскрытия пласта и освоения скважин.....	327
15.4. Некоторые рекомендации по интерпретации гидродинамических исследований.....	329
15.5. Выбор технологии вскрытия продуктивных пластов	335
16. ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	338
16.1. Методы утилизации отработанных буровых растворов и шлама	339
16.2. Методы обезвреживания отработанных буровых растворов и шлама.....	346
16.3. Комплекс работ, проводимых на предприятиях "Кубаньгазпром" в области охраны окружающей среды при строительстве скважин	353
16.4. Охрана окружающей среды при освоении скважин и добыче углеводородов.....	356
Список литературы.....	359

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Булатов Анатолий Иванович
Макаренко Петр Петрович
Будников Владимир Федорович
Басарьгин Юрий Михайлович

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

ТОМ 5

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *А.И. Ровинская*
Переплет художника *Б.К. Силаева*
Художественный редактор *Ю.Ю. Иванов*
Технические редакторы *Л.Н. Фомина, Г.В. Лехова*
Корректоры *Е.Н. Коршунова, Л.Н. Пантелеева*
Операторы *Л.Е. Конькова, И.В. Севалкина, М.Г. Чеснокова*
Компьютерная верстка *Е.А. Чистова*

Изд. лиц. № 010145 от 24.12.92. Лицензия продлена до 23 декабря 2002 г. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 24.06.98. Формат 70 × 100 1/16. Гарнитура "Балтика". Печать офсетная. Усл. печ. л. 30,31. Уч.-изд. л. 33,62. Тираж 1050 экз. Заказ № /4545-2. Набор выполнен на компьютерной технике

ОАО "Издательство "Недра". 125047 Москва, Тверская застава, 3

ППП "Типография "Наука" Академиздатцентр РАН. 121099 Москва, Шубинский пер., 6

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Основная задача вторичного вскрытия — создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. [28, 31, 32, 77, 100, 162]. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

При разработке процесса перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

- толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;

- расстояние до контактов водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК);

- пластовое давление и температура в интервале перфорации;

- число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;

- максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

- состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;

- свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

В нефтегазодобывающих скважинах интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовыми флюидами и устанавливается геологической службой предприятий, ведущих буровые работы.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой "шапкой" перфорируются в нефтяной части. Расстояние от нижних отверстий до ВНК и от верхних отверстий до ГНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем с учетом наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, проницаемостной неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны.

11.1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Вскрытие пластов при депрессии осуществляется перфораторами типа ПНКТ, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах (НКТ), ПР, ПРК и КПРУ, спускаемыми через НКТ. Перфораторы ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и приконтактных зон независимо от величины искривления скважины, качества цементной оболочки обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях: если после перфорации необходим спуск глубинных приборов через НКТ в интервал перфорации;

в процессе вызова притока ожидается вынос из пласта в скважину больших объемов твердой фазы;

при гидростатическом давлении на уровне установки перфораторов менее 10 МПа при создании депрессии;

при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород). Перфораторы типа ПР, ПРК, КПРУ рекомендуется применять при перфорации скважин с искривлением ствола до 0,7 рад (40 °) при качественной цементной оболочке обсадной колонны независимо от аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПР и КПРУ в следующих случаях:

при вскрытии приконтактных зон (ГНК, ВНК);

при заполнении интервала перфорации глинистым буровым раствором;

при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород), из-за возможных утечек в лубрикаторе;

при вскрытии пластов на депрессии в скважину обязательно должны быть спущены насосно-компрессорные трубы, устье скважины оборудовано фонтанной арматурой и лубрикатором при использовании перфораторов типа ПР. Оптимальная депрессия при таком способе перфорации составляет 2,0 – 3,5 МПа; не рекомендуется создавать депрессии более 10 МПа.

При репрессии следует вскрывать пласты с нормально и аномально высоким пластовым давлением независимо от положения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК) и при наличии в нефти агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород).

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на величину [100]:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 15 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100–150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал.

В зонах ВНК и ГНК перфорацию выполнять одним спуском перфоратора.

Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидropескоструйной перфорацией [162].

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация	90–95
В том числе с депрессией на пласт	2–4
Пулевая перфорация.....	2–3
Гидроабразивная.....	1–2
Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.).....	0,5

В подавляющем большинстве случаев все виды перфорационных работ в скважинах производятся при репрессии (Δp_p) на продуктивный пласт. По [100] величина репрессии не должна превышать 5–10 % от значения пластового давления (но не более 2,5–3,5 МПа), в зависимости от глубины скважины. На практике, особенно в разведочных скважинах, часто репрессии при перфорации превышают норму. Последнее, главным образом, происходит вследствие ошибочного прогноза пластового давления, отличающегося в сторону завышения от истинного его значения. Так, нередко случаи, когда репрессии достигают 10–20 %, а иногда и до 80 %.

Известно, что при репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5–1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300–1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при первичном вскрытии пласта.

Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфорацией, для чего применяют стреляющие либо гидropескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные. В сороковых и пятидесятых годах пулевые перфораторы были основным средством вторичного вскрытия пластов. По мере распространения кумулятивных перфораторов в конце пятидесятых – начале шестидесятых годов, не выдерживая конкуренции, пулевые перфораторы с горизонтальным расположением ствола практически перестали применяться.

В последние годы появились пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами, обладающие высокой пробивной способностью. Сейчас они ограниченно применяются в некоторых геолого-технических условиях. Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль применяются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов не используются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности при работе с ними.

Гидропескоструйная перфорация, относимая некоторыми авторами даже не к средствам вскрытия, а к средствам интенсификации притока, как показал промысловый опыт, не дает существенных преимуществ перед широко распространенной кумулятивной перфорацией. По этой причине, а также в связи с большой трудоемкостью широкого распространения гидропескоструйная перфорация пока не получила.

11.2. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные оружейные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. В применявшихся до недавнего времени перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ оси стволов направлены перпендикулярно к оси перфоратора, а следовательно, и к оси скважины. В этих перфораторах длина ствола, в котором производится разгон пули под давлением пороховых газов, весьма ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из дульного отверстия недостаточна для получения в породе каналов большой глубины. После внедрения в промышленность более эффективных кумулятивных перфораторов пулевые перфораторы приведенных выше типов не могли с ними конкурировать. Поиск конструкторов по повышению эффективности пулевых перфораторов привел к созданию конструкции с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых разгон пуль осуществляется по стволам значительной длины, расположенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 мм против 60–70 мм у перфораторов с горизонтальным расположением стволов, а скорость пули на выходе из ствола достигает 900–1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ и ППМ, кинетическая энергия, которую приобретает пуля на выходе из ствола, увеличивается примерно в 10 раз, достигая величины 40 кН·м. Поэтому такие перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера при отстрелах по породам средней прочности.

Для вторичного вскрытия пластов применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габариты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм соответственно. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравнивания сил отдачи парные стволы идут в общих пороховых камерах навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причем используются пули с увеличенным диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности указана ниже.

Тип перфоратора.....	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина, мм.....	140	180	200

Области применения перфораторов типа ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими условиями (предельная температура и максимальное

допустимое давление), так и геологическими. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, глубина каналов в породах низкой и средней прочности, пробиваемых пулевыми перфораторами, больше глубины каналов, пробиваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности ($\sigma_{сж} > 50$ МПа) — наоборот, меньше.

Поэтому более целесообразно применение пулевых перфораторов для вскрытия пластов, сложенных слабосцементированными непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию породы при внедрении в нее пули, эффективность вскрытия будет во многом зависеть от количества и протяженности трещин. С этой точки зрения более предпочтительно применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, сложенных породами, склонными к трещинообразованию, т.е. хрупкими породами. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше, чем кумулятивного корпусного, то его применение нецелесообразно при некачественном цементировании обсадной колонны, при наличии вблизи вскрываемых пластов водоносных пропластков. Производительность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными; за один спуск они могут вскрыть до 2—3 м пласта с плотностью до 5 отверстий на 1 м.

11.3. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Вначале рассмотрим понятие о механизме образования кумулятивной струи и проникновении ее в преграду. При взрыве цилиндрического заряда взрывчатого вещества происходит почти мгновенное превращение его в газообразные продукты, разлетающиеся во все стороны по направлениям, перпендикулярным к поверхности заряда. Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что при наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей. Если выемка в заряде облицована тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла, выдавливаемого из металлической облицовки. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6–8 км/с) при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которым предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал. Действительно, для большинства зарядов давление кумулятивной струи на преграду составляет 20–30 ГПа, в то время как значение предела прочности горных пород в среднем составляет приблизительно 50 МПа, т.е. в 400–600 раз меньше. Поэтому, исходя из гидродинамической теории кумуляции, разработанной М.А. Лаврентьевым и Г.И. Покровским, глубина пробития канала в преграде l_k не зависит от механической прочности материала преграды, а определяется лишь соотношением плотностей материала струи ρ_c и преграды ρ_n

$$l_k = l_c \sqrt{\rho_c / \rho_n}, \quad (11.1)$$

где l_c — длина кумулятивной струи, для большинства зарядов численно равная длине образующей кумулятивной выемки.

В последующем Н.Г. Григорьяном формула для расчета глубины канала была уточнена и приведена к виду

$$l_k = l_c \sqrt{\frac{\rho_c}{\rho_n} - \frac{2\sigma_g}{\rho_n V_c^2}}, \quad (11.2)$$

где σ_g — динамическое значение прочности преграды; V_c — скорость встречи струи с преградой.

Таким образом, глубина пробития в преграде при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности преграды, благодаря чему кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте, полученных с помощью кумулятивных зарядов, имеет следующие особенности. При схлопывании металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит только примерно 10 % ее массы. Остальная часть (90 % массы)

формируется в стержне сигарообразной формы, называемом пестом и движущемся со скоростью приблизительно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. Как показали лабораторные эксперименты, около 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными застрявшим в обсадной колонне пестом.

При проникании струи в преграду расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно превышает диаметр струи. Однако за счет этих процессов происходит изменение структуры порового пространства породы в зоне вокруг перфорационного канала. При этом в зависимости от свойств породы и условий в скважине в момент перфорации может иметь место как уплотнение породы вокруг канала, так и разрыхление ее. Это объясняется тем, что после прохождения волны сжатия в породе происходит схлопывание газового пузыря в образовавшемся перфорационном канале. В результате обратная волна — волна растяжения — может создать зону обрушения породы, значительно превышающую первоначальный размер канала, если прочность породы на растяжение мала. Так, при отстрелах по слабосцементированным песчаникам при среднем диаметре отверстия в породе 10 мм зона обрушения достигает 20—35 мм. В тех случаях, когда порода имеет высокий предел прочности на растяжение, происходит уплотнение породы вокруг каналов с той или иной степенью снижения проницаемости.

Следует также обратить внимание на то, что хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900—1000 °С), плавления горной породы не происходит ввиду кратковременности процесса образования канала (менее 100 мкс). Поэтому стенки каналов не имеют ни следов видимых оплавлений, ни ухудшения проницаемости вследствие воздействия этого фактора.

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимым условием является отсутствие в кумулятивной полости заряда какой-либо жидкости. В противном случае от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем помещения их в индивидуальные герметичные оболочки (бескорпусные перфораторы) либо в общие герметичные корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объем работ по вскрытию продуктивных пластов в России, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и заколонное цементное кольцо, поскольку основную часть энергии взрыва зарядов воспринимает на себя корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфоратора они подразделяются на корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и неоднократные взрывные нагрузки, поэтому толщина его должна быть большей, чем в перфораторах типа ПКО, а следовательно, в одних и тех же габаритах перфоратора типа ПК масса заряда меньше, чем в перфораторах типа ПКО. Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО — перфораторы ПКО98, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуаль-

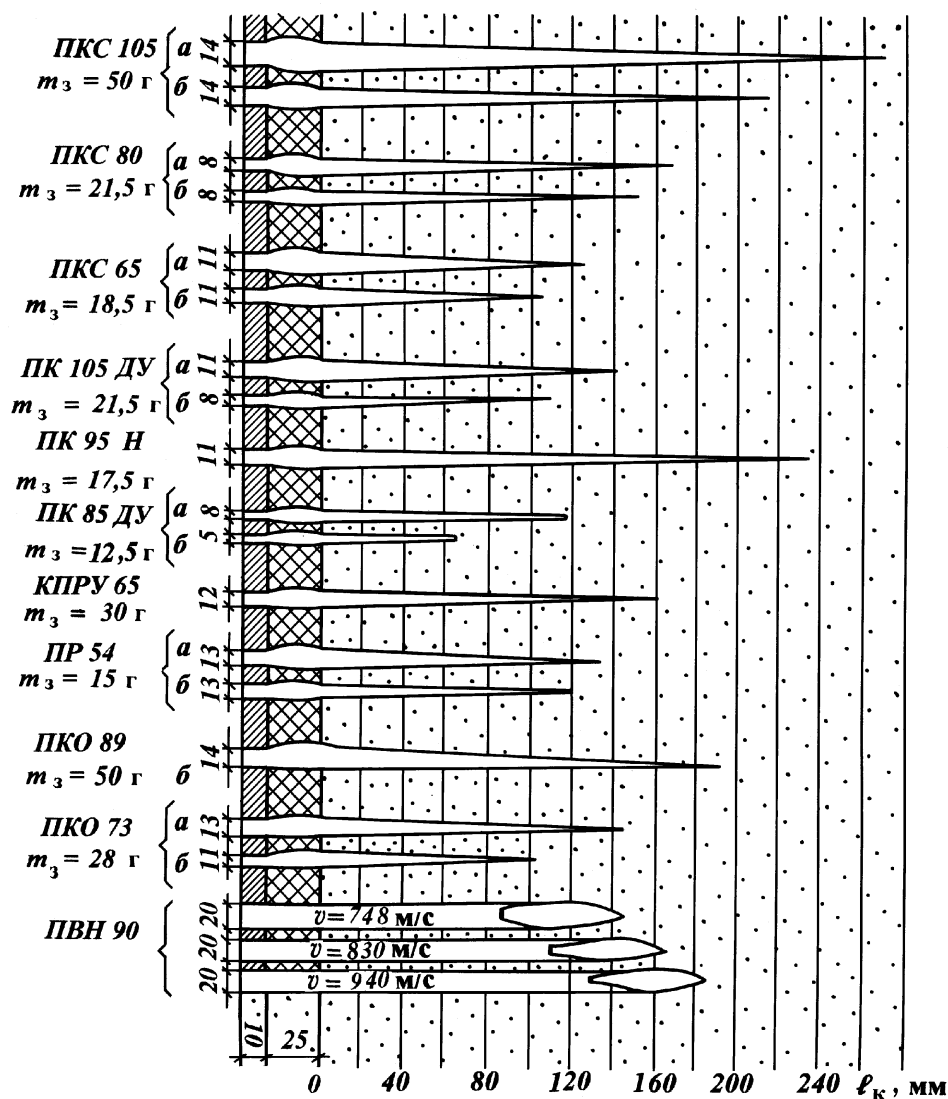


Рис. 11.1. Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода): а – в поверхностных условиях; · – при давлении 30 МПа; m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола

ных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, так как вскрываемая за один спуск перфоратора толщина пласта может достигать 30 м. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно производить вскрытие при спуске их внутри насосно-компрессорных труб. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединительных деталей, которые в последующем могут привести к осложнениям при эксплуатации скважин.

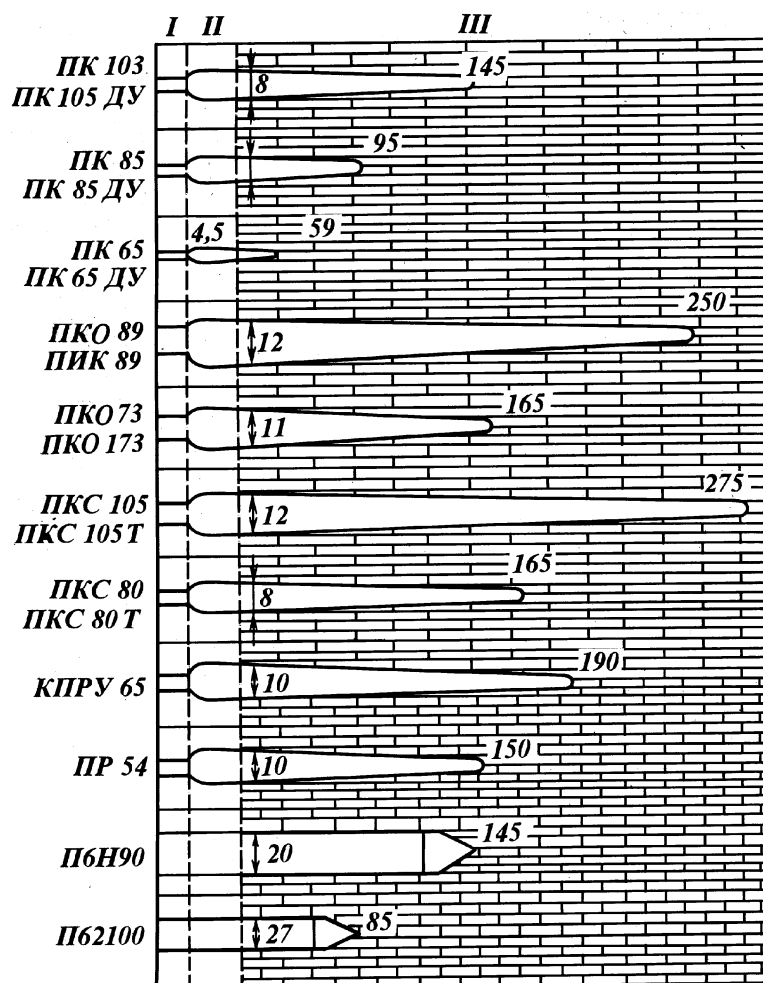


Рис. 11.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа): I — обсадная труба; II — цементное кольцо; III — порода

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах страны наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся — перфораторы с зарядами в литых алюминиевых оболочках КПУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемые при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, приведены на рис. 11.1, пробивная способность перфораторов представлена на рис. 11.2.

11.4. СКВАЖИННЫЕ ТОРПЕДЫ

Скважинные торпеды [296] предназначены для производства следующих работ: ликвидации аварий в бурении путем обрыва, встряхивания или отвинчивания труб, разрушения металла на забое и в стволе; ускорения процесса бурения скважины путем дробления валунов и твердых пород в прослоях; очистки поверхности труб и фильтров в нефтяных, газовых, водозаборных и дренажных скважинах; перерезания труб с целью извлечения их из скважины. Торпеды иногда используют для вскрытия продуктивного пласта, повышения проницаемости прискважинной зоны и других целей.

К скважинным торпедам представляют следующие требования: хорошая проходимость в скважине, обеспечивающая их доставку в интервал торпедирования, особенно при аварийных ситуациях, а также исключая повреждение элементов скважины в вышележащем интервале; максимальная эффективность действия взрыва на объекты по основному назначению при минимальном воздействии на остальные элементы конструкции скважины; высокая производительность, позволяющая свести к минимуму спускоподъемные операции: надежное срабатывание, исключаящее уничтожение в случае отказа большого количества взрывчатых веществ (ВВ); безопасность в обращении.

Действие скважинных торпед основано на использовании энергии взрыва заряда ВВ, находящегося в ограниченном пространстве, заполненном жидкостью. Рассмотрим вначале некоторые общие особенности взрыва заряда в скважине.

11.5. ДЕЙСТВИЕ ВЗРЫВА В СКВАЖИНЕ

После взрыва заряда ВВ образуется пузырь из разогретых и сжатых до высокого давления продуктов детонации и в жидкость уходит ударная волна, которая представляет собой область сжатия с резким скачком давления, плотности и температуры на переднем фронте, распространяющуюся в среде со сверхзвуковой скоростью. Возникающие при взрыве ударные волны могут распространяться практически в любых средах и сопровождаются перемещением среды в направлении движения фронта возмущения. Благодаря инерционности жидкой среды газовый пузырь пульсирует, излучая при каждом цикле ударные волны, интенсивность которых постепенно убывает. Практическое значение имеют только основная и вторичная ударные волны. В результате расширения пузыря в окружающей среде возникает гидропоток, играющий также существенную роль в действии взрыва на элементы скважины.

Поскольку плотность воды почти в 800 раз превышает плотность воздуха, интенсивность ударной волны в воде много больше, чем в воздухе. Давление p (в МПа) на фронте ударной волны на расстоянии R (в м) от центра сферического заряда тротила массой G (в кг) в воде в области 10–100 радиусов заряда можно рассчитать по экспериментальной формуле

$$p = 53,3 \sqrt[3]{G/R}^{1,13}. \quad (11.3)$$

В зависимости от характера объекта, на который действует ударная волна, определяющим может быть давление на ее фронте, а также удельный импульс; в некоторых случаях необходимо знать плотность потока энергии. Удельный импульс ударной волны ($H \cdot \text{с/м}^2$)

в воде

$$J = 9300 G^{2/3} / R, \quad (11.4)$$

в воздухе

$$J = 350 G^{2/3} / R. \quad (11.5)$$

Плотность потока энергии (Дж/м^2) ударной волны можно ориентировочно оценить выражением

$$E = 10^3 \sqrt[3]{G} \sqrt[3]{G/R}^{2,1}. \quad (11.6)$$

Гидростатическое давление порядка 200–300 МПа не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на начальные скорость и скачок давления ударной волны при относительно близких расстояниях от центра взрыва до фронта ударной волны ($R/R_0 < 10$, где R_0 — радиус заряда), реализуемых при взрывных работах в скважинах. Влияние гидростатического давления на энергию ударной волны более заметно.

Гидростатическое давление существенно влияет на интенсивность вторичных ударных волн. При невысоких давлениях вторичные ударные волны

играют немаловажную роль в действии подводного взрыва. С увеличением гидростатического давления интенсивность их падает, и при давлении более 100 МПа их разрушительное действие, по-видимому, прекращается. Хотя гидростатическое давление существенно не влияет на параметры подводного взрыва вблизи заряда ($R/R_0 < 3$), т.е. в условиях, часто встречающихся при взрывных работах в скважинах, в глубоких скважинах наблюдается уменьшение разрушительного действия подводного взрыва, что, возможно, связано с изменением условий деформации и разрушения материалов при повышенном гидростатическом давлении.

Ударные волны, возникающие при взрыве заряда ВВ в жидкости, заполняющей скважину, распространяются на большие расстояния от места взрыва. В трубах, представляющих собой хороший волновод, интенсивность ударных волн снижается медленно; в необсаженных скважинах, стенки которых изобилуют неровностями и уступами, волны затухают быстрее. Это необходимо учитывать при определении мощности взрыва, которую можно допустить в скважине, исходя из условия прочности ее элементов, расположенных на определенном расстоянии от места взрыва.

Условия распространения ударных волн и продуктов взрыва в грунте резко отличаются от условий распространения волн в жидких средах, что обусловлено пористостью пород. Ударная волна и давление расширяющихся продуктов взрыва вызывают в породе напряжения сжатия, растяжения и сдвига, значительно превышающие допустимые, вследствие чего в ней возникают необратимые разрушения и уплотнения.

Радиус трещин при торпедировании скважины удлиненным зарядом можно оценить по формуле $R_t = cd_3$, где c — коэффициент, учитывающий свойства породы и ВВ. Для прочих пород и мощных ВВ значение коэффициента c находится в пределах от 24 до 36.

Действие взрыва на обсадные или бурильные трубы при достаточной длине заряда (10–15 диаметров заряда) характеризуется отношением диаметра заряда к диаметру трубы $d_3/d_{тр}$. Степень деформации трубы зависит от ее прочности и свойств окружающей среды. Плотное прилегающее к трубе цементное кольцо или порода упрочняет трубу: для деформации зацементированной трубы отношение $d_3/d_{тр}$ должно быть примерно в 3–4 раза больше, чем для трубы, находящейся в воде.

При взрыве заряда в трубе в случае, если между трубой и стенками скважины находится жидкость, ударная волна, отраженная от стенок скважины, препятствует обрыву трубы тем больше, чем ближе расположена труба к стенкам скважины и чем больше их отражающая способность. С увеличением отношения $d_{тр}/d_c$ возрастает значение d_3 для обрыва трубы. На величину заряда, необходимого для обрыва трубы, мало влияют толщина стенки трубы (исключая УБТ), плотность и вязкость бурового раствора и, наоборот, существенно влияют гидростатическое давление, расстояние между трубой и стенками скважины и свойства последних.

11.6. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Образование канала в преграде при этом способе перфорации осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, а также абразивного действия песка, содержащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключаящий воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механикоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через которые жидкости с расходом 1–6 л/с скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используются насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала колеблется от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости — от 1 до 7 м³, песка — от 50 до 700 кг.

Как показали стендовые испытания, а также промысловые эксперименты с использованием скважинной мишени, в условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая значительно большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах она применяется в настоящее время довольно редко.

Вопросы гидропескоструйной перфорации глубоко рассмотрены Р.С. Яремийчуком и Ю.Д. Кочмаром [324].

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации, разработанный ЦНИЛом (г. Ивано-Франковск) б. объединения "Укрнефть" (1973). Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов или выработок в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. Утверждается, что за счет добавления газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5–2 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет величина газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидропескоперфорации с азотом прослеживается еще ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создается дополнительный перепад на насадках за счет разности плотностей азириванной смеси в НКТ и затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важным фактором успеха является создание давления в скважине значительно меньше гидростатического. При этом сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт. Разработанные технология и оборудование обеспечивают проведение работ в скважинах глубиной 2000–2500 м. С некоторыми усовершенствованиями технология может быть использована в скважинах глубиной до 5000 м. Небольшой объем внедрения был положительным.

11.7. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю толщину, то такая скважина называется несовершенной по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при прочих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые обусловлены искривлением и сгущением линий токов жидкости и газа в околоствольной зоне пласта и на стенке скважины (точнее, на границе скважина — пласт). Сгущение линий токов, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, вскрывшей продуктивный пласт на всю толщину. По причине нарушения геометрии течения жидкости и газа рассматриваемые виды несовершенства иногда называют несовершенством геометрическим.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства будет определяться формулой

$$\varphi = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\ln(R_k / r_c) + c_1 + c_2}, \quad (11.7)$$

где c_1 — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта; c_2 — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициент c_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент c_2 зависит от длины l_k и диаметра d_k перфорационных каналов и плотности перфорации n . Эти коэффициенты находятся по известным графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов на электролитических моделях, или по формулам, полученным математической обработкой экспериментальных данных. При этом предполагается, что перфорационные каналы являются идеальными в геометрическом и гидродинамическом смысле, т.е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей длине, вокруг них отсутствует зона пористой среды пониженной проницаемости. Для такой идеализированной картины графики Щурова, как показало сравнение с математическим решением численным методом М. Харриса задачи о притоке жидкости к геометрически несовершенной скважине, дают достаточно точный результат в пределах исследованных значений параметров перфорации.

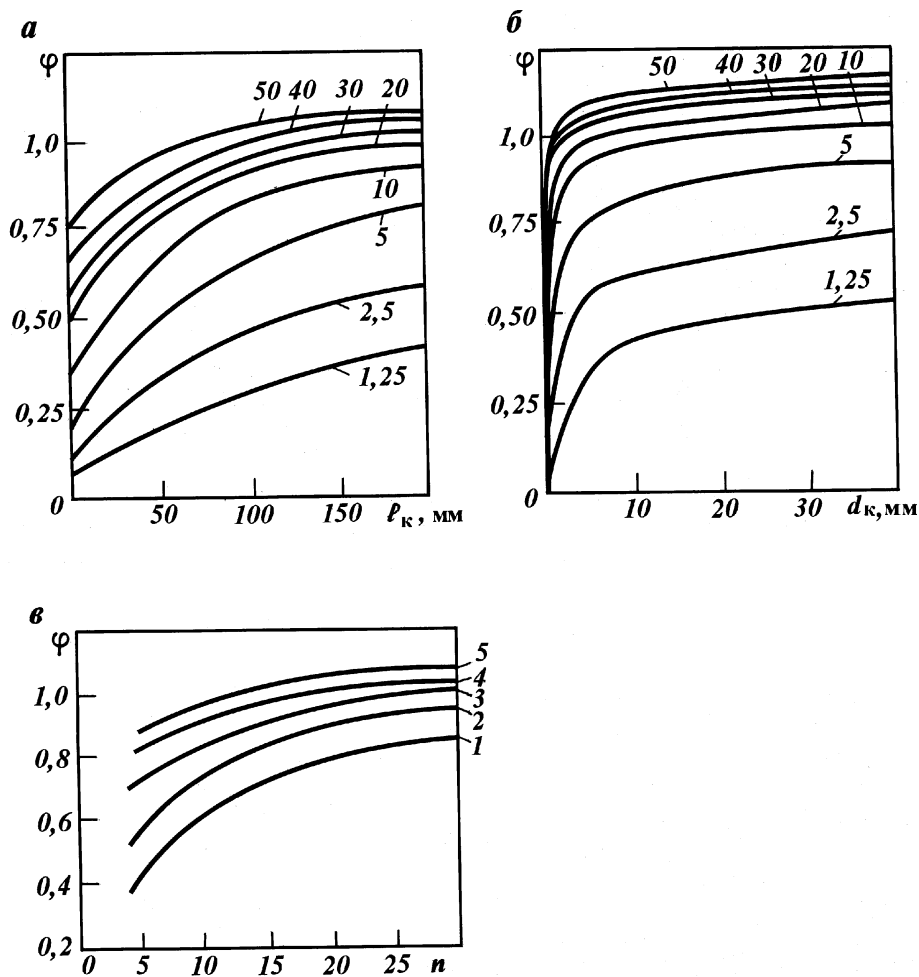


Рис. 11.3. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от различных параметров ($R_k = 400$ м, $r_c = 0,1$ м):
 $\ddagger$ — от длины канала перфорации: $d_k = 12$ мм; шифр кривых — плотность перфорации, отверстие на 1 м; $\cdot$ — от диаметра канала перфорации: $l_k = 150$ мм; шифр кривых — плотность перфорации, отверстие на 1 м; $-$ — от плотности перфорации: $d_k = 12$ мм; 1, 2, 3, 4, 5 — длина канала перфорации l_k соответственно 25, 50, 100, 150 и 200 мм

Оценим качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (11.7), приняв, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю толщину, т.е. $\dot{0}_1 = 0$. Результаты расчетов иллюстрируются графически на рис. 11.3. Из рис. 11.3, , следует, что при плотности перфорации 10 отверстий на 1 м и более увеличение глубины перфорационных каналов не приводит к значительному росту коэффициента совершенства скважины. При очень больших значениях плотности перфорации и длины каналов на этом рисунке появляется область, где значение коэффициента совершенства больше единицы, т.е. геометрически несовершенная скважина имеет в этой области более высокую продуктивную характеристику, чем если бы она была совершенной. Теоретически это

объясняется на основе закона распределения давления в пласте вокруг работающей скважины. В промысловых условиях таких случаев практически нет.

Кривые на рис. 11.3, указывают на несущественное влияние поперечного размера каналов перфорации на степень совершенства скважин, поэтому нет острой необходимости создавать прострелочную аппаратуру для получения каналов большого диаметра. Рис. 11.3, показывает, что увеличение плотности перфорации более 20 отверстий на 1 м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации необходимо считать плотность не более 12–16 отверстий на 1 м;

2) при плотности перфорации 12–16 отверстий на 1 м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала свыше 6–8 мм практически не приводит к росту степени совершенства скважин.

Эти выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда пористая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические перфорационные каналы чистые по всей длине. Реальная картина притока нефти или газа в скважину в значительной степени осложняется отмеченными ранее негативными явлениями. Схематичное изображение призабойной зоны перфорированной скважины показано на рис. 11.4. Из рисунка следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины следует ввести, кроме уже известных коэффициентов, еще безразмерный коэффициент S_{π} , учитывающий

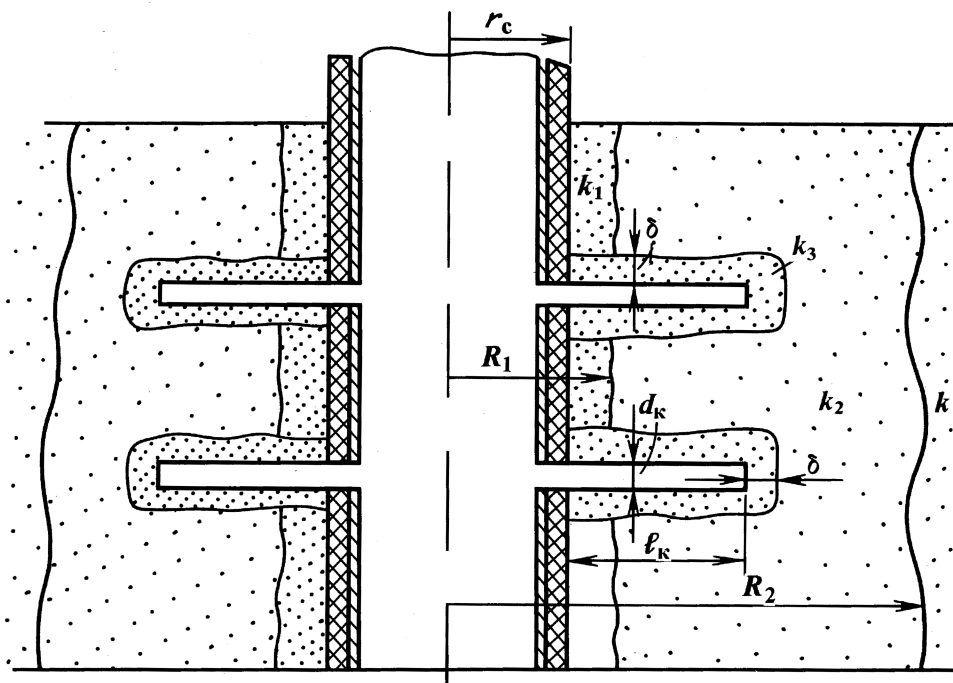


Рис. 11.4. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины

дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия продуктивного пласта перфорацией. В данном случае дополнительные фильтрационные сопротивления обусловлены снижением проницаемости породы вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определен с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить значение скин-эффекта по промысловым исследованиям пока не представляется возможным.

Американские исследователи для случая ламинарного потока в перфорационный канал предлагают использовать формулу

$$S_n = \frac{1}{\pi l_k} \left(\frac{k}{k_3} - \frac{k}{k_2} \right) \ln \frac{r_k + \delta}{r_k},$$

где k_3 — проницаемость зоны ухудшенной проницаемости вокруг перфорационного канала радиусом r_k ; δ — толщина этой зоны.

Если в зоне вокруг перфорационного канала происходит нарушение линейного закона фильтрации Дарси (что характерно для высокопродуктивных нефтяных скважин и особенно для газовых скважин), то значение S_n резко возрастает.

Существующая технология вторичного вскрытия пластов перфорацией предполагает спуск перфораторов в скважину на каротажном кабеле в зону перфорации с заполнением скважины обычно тем же буровым раствором, с использованием которого вскрывали бурением продуктивный пласт. В момент сообщения скважины с пластом в последний через перфорационные каналы под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет фильтроваться буровой раствор. В поры породы вокруг перфорационных каналов проникают как твердые частицы из раствора, так и фильтрат из него. Кроме того, при воздействии взрывных нагрузок на призабойную зону через перфорационные каналы в пласте могут происходить следующие механоактивационные процессы: испускание электронов (механозмиссия), свечение (механолюминесценция), протекание на поверхности химических реакций (механохимия), излучение звука (акустоэмиссия), пьезоэффект и др.

В результате механоактивации поверхность твердого тела приходит в неравновесное активное состояние. Например, поверхностный центр (атом на поверхности) путем перехода из электронно-колебательного в электронное возбуждение становится активным и способным вступать в реакции с молекулами окружающей среды. За счет пьезоэффекта возникающие в кристаллах электрические поля могут существенно изменить взаимодействие породы с полярной жидкостью, проникшей в пласт, а в некоторых случаях и полностью блокировать эти проводящие пути для жидкости.

Такие явления еще недостаточно изучены, однако имеющийся лабораторный промысловый материал уже позволяет сделать некоторые выводы и выдать практические рекомендации по выбору наиболее целесообразной технологии вторичного вскрытия пласта.

Эксперименты по отстрелу наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в ПК105ДУ с имитацией перепада давления из пласта в скважину при давлениях в зоне перфорации 10, 20, 30, 40 МПа и при горных давлениях соответственно 25, 50, 75 и 100 МПа показали следующее. В искусственном песчанике в этом диапазоне давлений глубина получаемого канала

мало изменяется и составляет в среднем 111 мм при диаметре канала 12 мм. Несмотря на наличие видимой зоны уплотнения породы вокруг перфорационного канала, пропускная способность мишени с реальным каналом $Q_{\text{ф}}$ оказалась равной $Q_{\text{ид}}$ для этих же размеров каналов, т.е. коэффициент совершенства ϕ оказался равным единице. Это означает, что канал, полученный в условиях перфорации на депрессии, является эффективным по всей длине и не имеет зоны породы с пониженной проницаемостью. Следовательно, если бы перфорация в скважине производилась в этих условиях, то для расчета дебита перфорированной скважины можно было бы воспользоваться графиками В.И. Щурова. Следует отметить, что в аналогичных условиях, по данным американских авторов, кумулятивные заряды различных фирм США не дают таких гидродинамически эффективных каналов при отстрелах на депрессии, очевидно, вследствие конструктивных особенностей зарядов и используемой для лабораторных исследований мишени [11].

Серия отстрелов этих же зарядов при перепаде, направленном из скважины в пласт, с использованием различных жидкостей, заполняющих скважину, проведенная для выяснения количественного влияния твердой и жидкой фазы на степень загрязнения породы вокруг перфорационных каналов, показала следующее. При отстреле зарядов с использованием воды при репрессии на пласт 1 МПа коэффициент совершенства канала оказался равным 0,875. Иными словами, поскольку других причин уменьшения этого коэффициента нет, степень восстановления проницаемости породы равна 87,5 % (первоначальная проницаемость искусственных кернов составляла в данных экспериментах от 0,12 до 0,20 мкм²).

При наличии в зоне перфорации бурового раствора плотностью 1,10 г/см³, а также утяжеленных баритом буровых растворов плотностью 1,60 и 2,00 г/см³, приготовленных на воде, коэффициенты совершенства канала соответственно были равны 0,54; 0,45, и 0,45, хотя глубина и диаметр перфорационных каналов остались практически теми же, что и при перфорации на воде. Это говорит о том, что уменьшение коэффициента совершенства канала от 0,875 до 0,54 и 0,45 может быть объяснено только проникновением твердой фазы в поры породы. Этот канал длиной 111 мм с зоной загрязнения дает такое же значение дополнительных фильтрационных сопротивлений в цилиндрическом керне диаметром 90 мм и длиной 200 мм, как и чистый канал длиной всего 8–18 мм, т.е. несовершенная технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов сводит на нет преимущество длинных перфорационных каналов.

На рис. 11.5 представлены образцы цементного камня (эксперимент проведен в скважине на глубине 3500 м, при температуре 138 °С и плотности бурового раствора 1,38 г/см³), отверстия которых после кумулятивной перфорации полностью запрессованы твердой фазой раствора (Ставропольский край).

Для оценки влияния величины репрессии, типа бурового раствора и первоначальной проницаемости породы на установке "Пласт" И.Н. Гайворонским и другими исследователями [77] были проведены эксперименты с использованием буровых растворов, нашедших наиболее широкое применение при бурении скважин и их перфорации в Западной Туркмении. На рис. 11.6 представлена зависимость коэффициента совершенства канала от величины репрессии при перфорации в среде хроматного бурового раствора. Из рисунка видно, что темпы снижения коэффициента совершенства канала наиболее высоки в интервале репрессии до 2 МПа, т.е. даже малейшая репрес-



Рис. 11.5. Образцы цементного камня:
а — шлакопесчаный камень; б — смесь портландцементного и шлакопесчаного камня



сия на пласт в момент перфорации приводит к существенному ухудшению качества гидродинамической связи перфорационных каналов с пластом.

На рис. 11.7 показана зависимость коэффициента совершенства канала от первоначальной проницаемости искусственного песчаника, перфорированного на репрессии величиной 2 МПа с использованием хроматного и известкового буровых растворов. Видно, что в обоих случаях с ростом первоначальной проницаемости породы коэффициент совершенства канала существенно снижается.

В табл. 11.1 показаны результаты исследований влияния на коэффициент совершенства типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

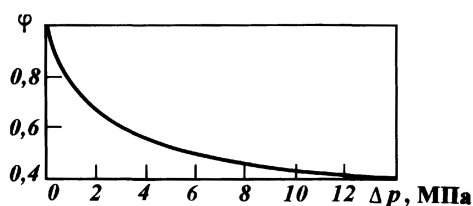


Рис. 11.6. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства канала от величины репрессии при перфорации в хроматном растворе

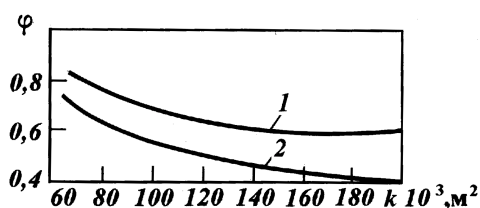


Рис. 11.7. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства канала от первоначальной проницаемости породы при отстреле зарядов в хроматном (1) и известковом (2) растворах

Как видно из таблицы, чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в большей степени снижается коэффициент совершенства перфорационных каналов. Очевидно, через перфорированный канал в поровое пространство из раствора потоком фильтрата заносятся наиболее мелкие твердые частицы, которые при обратном потоке пластовой жидкости не удаляются из пор. В тех случаях, когда размер твердых частиц больше диаметра пор, они в поровое пространство потоком фильтрата не заносятся.

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующий важный вывод: существующая технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов с твердой фазой оказывает особенно отрицательное влияние при вскрытии высокопроницаемых пластов. Технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии и с применением растворов на водной основе с твердой фазой приводит к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые — при перфорации.

Результаты лабораторных экспериментов дают качественное представление о влиянии отдельных факторов на эффективность вскрытия пластов перфорацией, а результаты лабораторных экспериментов на мишенях с плоскопараллельной фильтрацией нельзя без корректировки переносить на плоскорадиальную (скважинную) систему потока. Так, по результатам исследований в США около 80 % всего потока жидкости в плоскопараллельной мишени диаметром 90 мм и длиной 380 мм приходится на последние 20 % перфорационного канала длиной 200 мм. При тех же условиях в плоскорадиальной системе поток жидкости более равномерно распределяется по длине канала. Наличие вокруг перфорационного канала зоны пониженной проницаемости несколько уравнивает распределение потока жидкости по длине канала в этих системах.

Таблица 11.1

Влияние типа бурового раствора на коэффициент совершенства

Тип бурового раствора	Содержание фракций размером менее 1 мкм, %	Среднеарифметическое значение диаметра пор, мкм	Коэффициент совершенства канала
Хроматный	17,4	3,76	0,66
Известковый	19,3	4,62	0,65
		3,32	0,59
		5,00	0,43
Обработанный УЩР	28,1	3,36	0,39

Для количественной оценки влияния образующейся зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации и образующейся зоны проникновения фильтрата при бурении группами американских исследователей решена задача о притоке жидкости к скважине численным методом с помощью ЭВМ. Полученные ими результаты позволяют оценить как раздельное, так и совместное влияние параметров этих зон. Вначале оценим только влияние несовершенной технологии перфорации, когда вокруг каналов образуется зона пониженной проницаемости породы толщиной δ . Поскольку снижение проницаемости происходит за счет проникновения твердой фазы из раствора, то кратность снижения проницаемости ($\beta_3 k/k_0$) может достигать нескольких десятков, поэтому этот параметр был исследован в пределах от 1 до 50. Влияние толщины этой зоны изучено в пределах от 6 до 16 мм.

Для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в 1,5 раз была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обычно превышает 500 мм, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200–300 мм, то выполнить указанное условие на данном уровне развития техники кумулятивной перфорации как правило не удастся.

Зависимость коэффициента совершенства от параметров зоны проникновения, образующейся вокруг скважины во время бурения, при длине каналов перфорации 200 мм показана на рис. 11.8, Φ . Здесь также наглядно видно, что значения коэффициентов совершенства близки к единице при толщине зоны проникновения в 2–3 раза меньшей длины каналов перфорации.

На рис. 11.8, $\cdot$ представлено совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства. Как видно, в рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров коэффициент совершенства не превышает значения 0,5, причем параметры зоны проникновения здесь влияют на совершенство в меньшей степени, чем при условиях, рассмотренных на рис. 11.8, Φ .

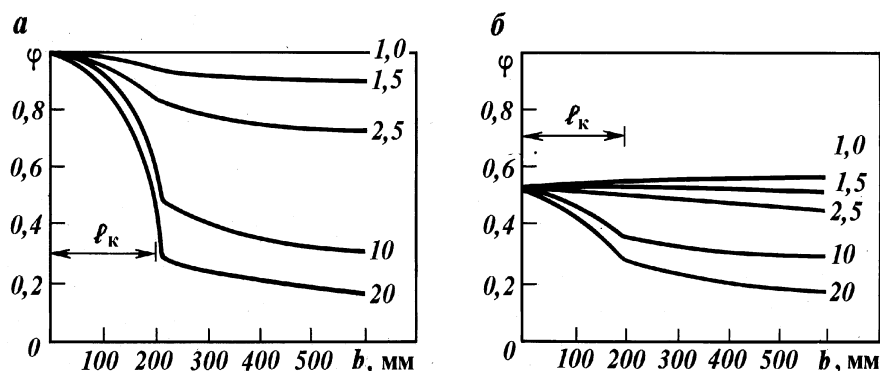


Рис. 11.8. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью:
 Φ — $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м; $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; $\cdot$ — $\beta_3 = 20$; $\delta = 12,7$ мм; $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно следующими мероприятиями:

- применением в качестве задавочного раствора минерализованной (например, пластовой) или пресной воды, облагороженной добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ);

- применением растворов на нефтяной основе;

- применением высококонцентрированных растворов солей.

Характерная особенность предлагаемых задавочных растворов — отсутствие в них твердой фазы, наличие которой, как было показано ранее, в наибольшей степени снижает гидродинамическую эффективность перфорационных каналов.

ПАВ, вводимые в перфорационную жидкость, должны удовлетворять следующим требованиям:

- при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода — углеводородная среда;

- улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

- не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и с горными породами;

- препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в породе пласта, в присутствии водного фильтрата;

- иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

- препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Для обработки перфорационной жидкости могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Водорастворимые ПАВ эффективно снижают поверхностное натяжение и краевой угол смачивания, способствуют увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти и воды и суммарной проницаемости для них. Нефтерастворимые ПАВ эффективно снижают относительную проницаемость пористой среды для воды, способствуют уменьшению водонасыщенности породы и толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов. Наиболее подходящими для обработки перфорационных жидкостей растворов на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, КАУ-ФЭ₁₄, дисолван и др.), поскольку они хорошо растворимы в пресной и минерализованной воде, мало адсорбируются на поверхности горных пород, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода — нефть при малой концентрации (0,1–0,3 %). Ионогенные (анионные — сульфонол, азолят, сульфонатриевые соли СНС и катионные — катапин, выравниватель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой, интенсивнее адсорбируются на поверхности породы.

При использовании буровых растворов на нефтяной основе перфорацию также следует проводить с применением подобных задавочных растворов.

Рассмотренные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда значение пластового давления ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенной (без твердой фазы) перфорационной жидкости следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1,40 г/см³. Следует отметить, что раствор хлористого

кальция способствует агрегированию глинистых частиц в пласте, в результате чего в некоторой степени снижаются негативные последствия применения при бурении буровых (глинистых) растворов на водной основе.

Более кардинальным направлением совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией является перфорация на депрессии при герметизированном устье скважины, которая может осуществляться в двух вариантах:

- с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле внутри колонны НКТ;

- с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на колонне НКТ.

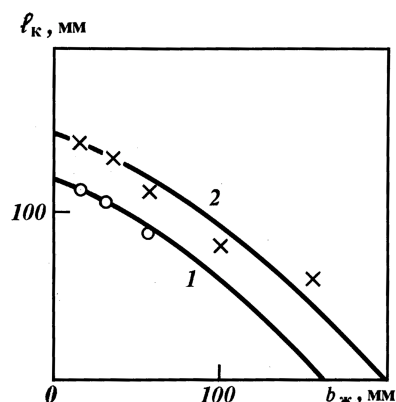
Перфорация на депрессии — наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, поскольку в момент создания перфорационных каналов под действием больших градиентов давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочистка перфорационных каналов и породы призабойной зоны. В дополнение к указанному достоинству необходимо отметить, что для газовых скважин и для нефтяных фонтанных скважин процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока нефти или газа из пласта в скважину. Рассмотрим технологию и технику перфорации на депрессии.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубка устанавливается лубрикатор — устройство, позволяющее спускать в работающую скважину какие-либо приборы при наличии давления на устье.

Снижением уровня раствора в скважине (замена на облегченный раствор, полное удаление раствора из скважины и заполнение ее воздухом, природным газом или азотом) создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями, выбранный применительно к данным геолого-техническим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число одновременно спускаемых кумулятивных зарядов перфораторов не должно превышать 150—300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала. После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя, и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Однако устройство лубрикатора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова произвести его спуск в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струей приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой — обсадной колонной, а известно, что глубина пробития в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 11.9). Поэтому наибольший эффект следует ожидать от применения таких перфораторов в газовой среде, в связи с чем за рубежом для вскрытия газоносных пластов иногда применяют следующую технологию. После неполного удаления жидкости с забоя скважины в нее через лубрикатор спускают малогабаритный перфоратор, к нижней части которого подсоединяют дополнительно один-два заряда в индивидуальных оболочках, срабатывающие отдельно от всего перфоратора подачей электрического импульса с поверхности. После вклю-

Рис. 11.9. Зависимость длины канала перфорации в породе от толщины слоя воды в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов:
1 — ПК103; 2 — ПР54



чения в работу вскрытой этими зарядами части газоносного пласта и полного удаления жидкости с забоя скважины осуществляется срабатывание всей сборки перфоратора в среде природного газа.

Опыт промышленного применения такого способа перфорации показал его высокую эффективность [77]. Так, на газовых промыслах Северного Кавказа в результате вскрытия на депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 было обеспечено увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение сроков освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению со вскрытием пластов на репрессии даже более мощными перфораторами типа ПК и ПКО. Более того, удалось освоить ранее пропущенные газоносные пласты. Аналогичные результаты с использованием перфораторов типа ПР были получены на Украине.

Недостатком разрушающихся перфораторов является то, что они засоряют забой осколками оболочек заряда и обойм, плотность которых (пластмассовых — 1,40 г/см³, алюминиевых — 2,70 г/см³) сравнима с плотностью утяжеленных буровых растворов, с использованием которых иногда производится вскрытие. Это приводит к тому, что они могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в НКТ или закупорить устьевый штуцер. Как показывает опыт применения перфораторов типа КПРУ и ПР, на 1 м перфорируемого интервала обсадная колонна внутренним диаметром 125 мм заполняется осколками на высоту 120–140 мм, а без наличия зумпфа это может вызвать осложнения во время освоения или эксплуатации скважины. Подробное описание области и методики применения этого способа перфорации приведено в соответствующих инструкциях по применению прострелочно-взрывной аппаратуры, из которых отметим основные. Известно, что наибольшее отрицательное влияние буровых растворов, проникающих в пласт при бурении и перфорации, проявляется при вскрытии газоносных пластов. Поэтому в первую очередь необходимо предусматривать вскрытие через НКТ в газовой среде именно этих пластов. Целесообразно их применение для вскрытия высоконапорных нефтяных пластов в добывающих фонтанных скважинах, так как в этом случае совмещается процесс вскрытия с процессом освоения. Они незаменимы при дострелах новых интервалов в работающих скважинах без их остановки (что особенно важно при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в период падающей добычи), при вскрытии пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, при перестреле пласта, если предыдущая перфорация на репрессии не дала желаемых результатов.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту с помощью перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах, используют корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от механизма ударного действия. Последний срабатывает при нажиме на него резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости. Такие перфораторы спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания кумулятивных зарядов и называются ПНКТ89 и ПНКТ73. В этих перфораторах имеются устройства для передачи детонации от секции, что позволяет их свинчивать друг с другом для одновременного вскрытия интервала пласта толщиной до 50 м и более. После срабатывания перфоратора и соединения скважины с пластом прострелянный корпус перфоратора остается в скважине, если скважина работает фонтанным способом.

В скважину, заполненную буровым раствором, спускают колонну насосно-компрессорных труб, в нижней части которой крепится перфоратор ПНКТ, с установкой его против вскрываемого интервала. Устье скважины обвязывают фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины прямой или обратной циркуляцией или замены ее на более легкую создают необходимую депрессию на пласт, обычно не превышающую 10 МПа, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь колонны НКТ сбрасывают резиновый шар, который потоком подаваемой по трубам жидкости проталкивается до механизма ударно-накольного действия. От этого механизма срабатывает устройство инициирования зарядов. После сообщения пласта со скважиной нефть или газ из пласта поступают в колонну насосно-компрессорных труб как через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, так и через специальные циркуляционные окна, расположенные выше перфоратора.

Таким образом, перфораторы типа ПНКТ являются единственными, для спуска которых в скважину не используется каротажный кабель, а следовательно, и отсутствует необходимость доставлять каротажный подъемник на скважину, что особенно ценно в условиях бездорожья (европейский Север, Сибирь). Практически все работы могут быть выполнены с использованием имеющегося на скважине бурового оборудования.

Кроме указанной области наиболее целесообразного применения ПНКТ следует еще дополнить, что его более удобно использовать в скважинах с большим углом наклона, где затруднен спуск перфораторов на кабеле; в скважинах, где целесообразна перфорация на депрессии, а использование перфораторов типа ПР опасно из-за наличия осколков от перфоратора (особенно при отсутствии зумпфа в скважине); при вскрытии многоколонных конструкций, когда необходима повышенная пробивная способность зарядов.

К недостаткам этого способа перфорации следует отнести невозможность спуска в зону работающего пласта геофизических приборов (дебитометров, термометров и т.д.). Кроме того, данный способ не позволяет произвести повторную перфорацию без подъема колонны НКТ, а следовательно, без глушения скважины раствором; имеется опасность прихвата перфоратора в скважине песком при ее длительной работе в процессе эксплуатации слабосцементированных пластов.

11.8. ВЫБОР ПЛОТНОСТИ ПЕРФОРАЦИИ И ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации. В табл. 11.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора [195].

Более низкая плотность перфорации при депрессии объясняется обеспечением при этом методе полной очистки прострелочных каналов от шлама и возникновением вокруг каждого канала больших локальных депрессий непосредственно после перфорации.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующей пробивной способности ПКО-89 или близкой к этой величине, плотность перфорации может быть снижена на 50 %.

Типоразмер перфоратора выбирают на основе детальных сведений о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойствах жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно перфорируемого интервала, количестве колонн, перекрывающих пласт, термодинамических условиях в скважине, толщине пласта. Вначале выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине (табл. 11.3). Вскрытие пластов при наличии более одной колонны осуществляется по индивидуальным планам с использованием наиболее эффективной прострелочно-взрывной аппаратуры.

Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, не рекомендуемые по следующим причинам:

- неудовлетворительного состояния цементной оболочки, близкого расположения ВНК и (или) ГНК;

- недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл. 11.4);

- большого угла наклона скважины — все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют низкую проходимость при значении угла искривления скважины больше $0,7$ рад (40°);

- содержания в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород);

- необходимости спуска глубинных приборов в интервал перфорации без подъема НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

Таблица 11.2

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1 < 0,1	6 10–12	12 12–18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,01	18–20	12–20
Карбонатные, аргиллиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18–20	20–24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01	10–12	18–20
	< 0,01	12	18–24
Тонкослоистые		20	20–24

возможности выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы бурового раствора.

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитываются следующие особенности перфораторов:

в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы только корпусные перфораторы типа ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ (см. табл. 11.3);

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обычными перфораторами может проводиться только при репрессии;

для многих типов перфораторов имеется минимальное гидростатическое давление, начиная с которого они могут быть применены;

перфораторы типа ПНКТ не могут быть применены в случае выноса из пласта больших объемов породы и твердой фазы бурового раствора;

наращивание плотности перфорации, очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) при использовании перфораторов типа ПНКТ требуют полного подъема НКТ вместе с корпусом перфоратора;

в скважинах с большим углом искривления больше 0,7 рад (40°) перфораторы типа ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами типа ПР, КПРО, ПНКТ;

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ-70, ПВТ-73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий и пластах, представленных тонкослоистым чередованием;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, когда не требуется полная сохранность колонны и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления.

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные				Бескорпусные				
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО89	ПКОТ73, ПКОТ89	ПКСУА80, ПКСУА80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45(сталь Е") 70	120(сталь Е")	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	—	—	10	20(ЗПКО73) 10(ЗПКО73Е) 20(ЗПКО89) 10(ЗПКО89Е)	40 50	10 10	—	—	—
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	$\frac{1}{1-2}$	1—3	1—3	1—3	1—3	1—3	$\frac{1}{1-2}$	1—2	1—3
Репрессия (" + ")	+		+	+	+	+	—	—	+
Депрессия (" — ")			—				+	+	
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60(100 °С) 20(100 °С)* 45(100 °С)* 15(100 °С)	40(100 °С) 20(100 °С)* 30(Т 100 °С)* 15(Т 100 °С)	100*	100	300	12 10
Максимальная плотность за спуск, отверстие / м	12	12	6	$\frac{10}{6(ЗПКО89)}$ *10(ЗПКОО89Е)	10	6 11 6	10	8	2
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 8 10	9	25 20
*Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУА, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.									
**Комбинированная мишень состоит из стальной (ст. 3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.									

Таблица 11.4

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габаритный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см ³	Минимальный зазор, мм
Кумулятивные			
ПК	80–105	1,3	13
		1,5	15
		1,5	22
ПКО,	73–89	1,5	23
ПКОТ		1,5	25
ПКСУЛ,	80–105	1,5	13
ПКС		1,5	22
ПР,	43–54	1,0	7–8
КПРУ		1	11
Пулевые ПВКТ, ПВТ	70–73	0,8–2,3	23
Гидропескоструйные			
АП-6М100	100	0,8–2,3	10
АП-6М80	80	0,8–2,3	

При гидропескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации 2–4 отверстия на 1 м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидропескоструйным методом применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром 4,5–6,0 мм. Технология проведения гидропескоструйной перфорации разрабатывается согласно Временной инструкции по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта.

11.9. СКИН-ЭФФЕКТ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

Каракас и Тарик (1988 г.) разработали способ расчета скин-эффекта, возникающего при наличии перфорации. Он является сложным и включает в себя эффект потока на плоскости S_h , эффект вертикальной сходимости S_v , а также скважинный эффект S_{wb} .

Отсюда

$$S_p = S_h + S_v - S_{wb}. \quad (11.8)$$

Псевдоскин-фактор S_h определяется по формуле

$$S_h = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)}, \quad (11.9)$$

где r_w — радиус скважины; $r'_w(\theta)$ — эффективный радиус скважины, зависит от угла расположения θ ,

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} l_p / 4 & \text{при } \theta = 0, \\ \alpha_\theta(r_w + l_p) & \text{при } \theta \neq 0, \end{cases} \quad (11.10)$$

где l_p — глубина перфорации, а α_θ — переменная, которую можно получить из табл. 11.5.

Вертикальный псевдоскин-фактор S_v можно рассчитать после определения некоторых безразмерных переменных:

$$h_D = \frac{h}{l_p} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, \quad (11.11)$$

где h — расстояние между перфорационными отверстиями, которое обратно пропорционально плотности перфорирования; k_h и k_v — горизонтальная и вертикальная проницаемости соответственно;

$$r_{pD} = \frac{r_{\text{перф}}}{2h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right), \quad (11.12)$$

где $r_{\text{перф}}$ — диаметр перфорационного отверстия;

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w}. \quad (11.13)$$

Тогда вертикальный псевдоскин-эффект определяется по формуле

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b, \quad (11.14)$$

где

$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2; \quad (11.15)$$

Таблица 11.5.

Зависимость α_θ от расположения

Расположение перфорационных отверстий, градус	α_θ
360	0,250
180	0,500
120	0,648
90	0,726
60	0,813
45	0,860

Таблица 11.6.

Коэффициенты вертикального скин-эффекта

θ , градус	a_1	a_2	b_1	b_2
360	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672
180	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115
120	-2,018	0,0634	1,6136	1,7770
90	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935
60	-1,898	0,1023	1,3654	1,6490
45	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392

Таблица 11.7.

Значения переменных c_1 и c_2

Расположение перфорационных отверстий, градус	c_1	c_2
360	1,6	2,675
180	2,6	4,532
120	6,6	5,320
90	1,9	6,155
60	3,0	7,509
45	4,6	8,791

$$b = b_1 r_{pD} + b_2. \quad (11.16)$$

Значения постоянных a_1 , a_2 , b_1 и b_2 даны в табл. 11.6 в зависимости от угла расположения θ .

И, наконец, скин-эффект скважины S_{wb} может быть примерно определен из уравнения

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 w D}, \quad (11.17)$$

а значения постоянных c_1 и c_2 находят из табл. 11.7.

Пример 1. Пусть $r_w = 0,124$ м; $l_p = 0,203$ м; $h = 0,101$ м; $k_h/k_v = 3$; $r_{\text{перф}} = 0,006$ м и $\theta = 90^\circ$.

Из уравнения (11.10) и табл. 11.5 $r'_w(\theta) = 0,238$ м и, таким образом, из уравнения (11.9) $S_h = -0,65$. Из уравнений (11.11), (11.12) и (11.13) безразмерные переменные h_D , r_{pD} и r_{wD} равны 0,86, 0,05, 0,38 соответственно. Из уравнения (11.15) и табл. 11.6 $a = 2,58$ и из уравнения (11.16) и табл. 11.6 $b = 1,73$. Тогда из уравнения (11.14) $S_v = 1,9$. И, наконец, из уравнения (11.73) и табл. 11.7 $S_{wb} = 0,02$.

Общий скин-эффект перфорирования получен из уравнения (11.8) и в данном случае составляет +1,3.

Рассмотрим сочетание скин-эффекта повреждения и скин-эффекта перфорирования. Каракас и Тарик (1988 г.) показали, что скин-эффект повреждения и скин-эффект перфорирования могут быть определены приближением

$$(S_\alpha)_p = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S_p \right) = (S_\alpha)_0 + \frac{k}{k_s} S_p, \quad (11.18)$$

когда перфорационные каналы заканчиваются внутри поврежденной зоны ($l_p < l_\alpha$). В уравнении (11.18) r_s — радиус поврежденной зоны и $(S_\alpha)_0$ — эквивалентный скин-эффект в необсаженной скважине.

Пример 2. Если $l_p = 0,366$ м ($r_s = 0,489$ м), а коэффициент снижения проницаемости $(k/k_s) = 5$, тогда из уравнения 11.18) и в соответствии со скин-эффектом, рассчитанным выше, $(S_p)_p = 12$.

Каракас и Тарик (1988 г.) также показали, что скин-эффект поврежденной зоны для перфорационных каналов, оканчивающихся снаружи поврежденной зоны, может быть определен приближением

$$(S_{\alpha})_p = S_p - S'_p, \quad (11.19)$$

где S'_p — скин-эффект перфорации при видоизмененных длине перфорации l'_p и радиусе r'_w , определяемых по уравнениям

$$l'_p = l_p - \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) l_{\alpha}, \quad (11.20)$$

$$r'_w = r_w + \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) l_{\alpha}. \quad (11.21)$$

Величины l'_p и r'_w , применяются вместо l_p и r_w для расчета S_p .

Если в предыдущем примере $l_{\alpha} = 0,122$ м, тогда видоизмененные длина l'_p и радиус r'_w , равны 0,116 и 0,221 м соответственно. Затем, из уравнения (11.19) значение $(S_{\alpha})_p$ равно 1, что является намного ниже значения, рассчитанного для случая, когда длина поврежденной зоны превышает длину перфораций.

11.10. ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В Российской Федерации более 90 % объемов работ по вторичному вскрытию проводится путем кумулятивной перфорации в условиях превышения забойным давлением пластового. При этом по действующим в настоящее время единым техническим правилам ведения буровых работ требуется заполнять эксплуатационную колонну буровым раствором, применяемым при первичном вскрытии пластов [100].

За рубежом уже давно отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные жидкости для перфорации без твердой фазы или содержащие кислоторастворимые наполнители [298].

В отечественной практике аналогичные способы ведения работ не нашли широкого применения по различным причинам, главная из которых заключается в несовершенстве существующей практики перфорации скважин с использованием специальных жидкостей.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ или НКТ с перфоратором ПНКТ спускают до такой глубины, чтобы была обеспечена надежность замены жидкости в интервале перфорации и выше него на 100–150 м на перфорационную жидкость (ИЭР, нефть, дизельное топливо, РНО, водный раствор сульфанола, полимерный раствор, водные растворы хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn и др., пластовая вода). После выполнения замены жидкости перфоратор ПНКТ или башмак НКТ устанавливают в необходимое положение и приступают к созданию депрессии (замещают жидкость скважины на нефть, дизельное топливо, пену, техническую воду, облегченные растворы без твердой фазы).

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100–150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цинка.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидropескоструйной перфорации следующие:

жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;

жидкости должны быть технологичными с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;

коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимой величины;

жидкости должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;

жидкости не должны загрязнять окружающую среду;

жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;

жидкости должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации.

Выбор перфорационной жидкости осуществляется в зависимости от категории продуктивных пород, физических свойств пластовых флюидов, величины пластового давления и типа бурового раствора, применявшегося при первичном вскрытии продуктивных пород. Для правильного выбора перфорационной жидкости рекомендуется проводить лабораторные исследования на совместимость перфорационной жидкости с породой пласта, насыщающим ее фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами. При любой категории пород и любом пластовом давлении, если продуктивные пласты вскрывались с использованием углеводородных буровых растворов (известково-битумных, инвертных, эмульсионных), то в качестве перфорационной среды должны быть использованы только углеводородные жидкости без твердой фазы. Если возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями (CaCO_3 , FeCO_3). При нормальных и аномально высоких пластовых давлениях, если продуктивные породы вскрывались растворами на водной основе, выбранными согласно РД 39-2-772—82, в качестве перфорационных сред следует применять водные растворы солей, не содержащие твердой фазы, минерализация которых должна быть не менее минерализации фильтрата бурового раствора. Если плотность выбранного водного раствора солей не обеспечивает достаточного забойного давления, то выше интервала перфорации закачивают буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии, с разделительной буферной пачкой.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в настоящее время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные отечественных и зарубежных исследований свидетельствуют, что в этих условиях происходит коагуляция глинистыми частицами перфорационных каналов, в результате чего их пропускная способность снижается в 2 раза и более. К сожалению, такая технология применяется на многих месторождениях и сейчас.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных жидкостей без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные растворы солей, полимерные солевые растворы, растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

Применение специальных жидкостей при вторичном вскрытии пластов дает более положительный эффект по сравнению с перфорацией в среде

бурового (глинистого) раствора. Однако при этом не исключается кольматация пласта коллектора взвешенными частицами, попадающими в жидкость в процессе ее приготовления, транспортировки и закачки в скважину.

Основными источниками загрязнения перфорационных жидкостей при закачке в скважину являются остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы. Значительное количество нерастворимых твердых частиц содержится в технической воде и солях, используемых для приготовления перфорационных жидкостей. В частности, концентрация взвешенных частиц в воде поверхностных источников, используемых на нефтепромыслах, колеблется от 50 мг/л (маломутные воды) до 250 мг/л и более (мутные). Как показали анализы проб, концентрация твердых частиц перфорационных жидкостей после закачки в скважину достигает 1000–2000 мг/л. При таком загрязнении достигнуть положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований, представленные на рис. 11.10, из которых видно, что при концентрации твердых частиц в перфорационных жидкостях 485 мг/л резко ухудшаются коллекторские свойства пород.

Вследствие этого дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов потребовало решения вопросов глубокой очистки перфорационных жидкостей от взвешенных частиц. В результате в зарубежной практике получила распространение технология вторичного вскрытия, которую можно считать третьим этапом ее развития. Отличительной особенностью этой технологии является проведение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц в перфорационной среде.

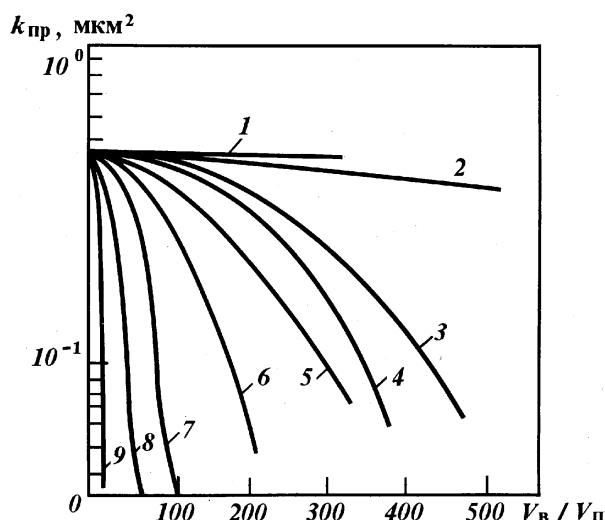


Рис. 11.10. Снижение проницаемости керна в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды V_v к объему порового пространства керна V_p

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Концентрация твердой фазы, мг/л.....	2	2,5	14	26	48	50	84	110	485

Новая технология предусматривает замещение бурового раствора в скважине перфорационных жидкостей без твердой фазы в несколько этапов [298]:

замена бурового раствора в эксплуатационной колонне водой;

отмывание ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ по замкнутому циклу емкость — насос — фильтр, а для удаления вымываемых твердых частиц — скважина — емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для удаления из воды вымываемых твердых частиц и перфорационных жидкостей используют фильтры различных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц в жидкости до 2 мг/л. Однако промысловые данные свидетельствуют, что фактическая концентрация твердых частиц в перфорационных жидкостях после фильтрации достигает 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины и перфорационных жидкостей может достигать 10 сут в зависимости от объема фильтруемых жидкостей и пропускной способности применяемых фильтров. Несмотря на значительную трудоемкость, эта технология нашла широкое применение за рубежом и считается экономически оправданной.

В отечественной практике работы по снижению уровня загрязнения используемой при перфорации жидкости не проводятся, что, безусловно, снижает эффект применения перфорационных жидкостей. По этой причине повышение качества вторичного вскрытия пластов в настоящее время зависит в первую очередь от решения вопроса очистки специальных жидкостей от взвешенных частиц.

Другим важным вопросом, определяющим состояние ПЗП при вскрытии пластов путем перфорации, является выбор типа специальных жидкостей для конкретных геолого-технических условий.

В процессе вторичного вскрытия под действием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважины в пласт, что может существенно ухудшить его проницаемость вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата специальных жидкостей.

При существующей экспериментальной методике определения степени воздействия перфорационных жидкостей на пласт не учитывается наличие в нем фильтрата бурового раствора и других технологических жидкостей. Такая методика не дает полной характеристики влияния перфорационной среды на ПЗП, что затрудняет правильный выбор типа специальной жидкости и является одной из причин снижения эффективности ее применения.

Важное практическое значение при определении затрат времени и средств на проведение работ по вторичному вскрытию пластов имеет степень заполнения эксплуатационной колонны перфорационной жидкостью.

По этому критерию выделяются две известные технологии вторичного вскрытия пластов.

Первой предусматривается заполнение специальной жидкостью всего ствола скважины. Для ее реализации приходится заготавливать до 50–60 м³ перфорационной жидкости на скважино-операцию. Значительные затраты, связанные с приготовлением, транспортировкой, хранением или утилизацией

больших объемов перфорационной жидкости, сдерживают широкое применение этой технологии в отечественной практике.

Перспективным следует считать вторую технологию, предусматривающую закачку порции перфорационной жидкости в зону перфорации. При такой технологии перфорационной жидкостью заполняются, как правило, только 100–300 м нижней части ствола скважины. Для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором или другой жидкостью соответствующей плотности. За счет многократного уменьшения объема используемой перфорационной жидкости затраты на реализацию этой технологии значительно ниже по сравнению с первой.

Однако при порционной закачке специальная жидкость загрязняется и смешивается с буровым раствором, заполняющим скважину. Последнее обстоятельство сводит на нет целесообразность применения этой жидкости. Поэтому технология вторичного вскрытия с порционной закачкой жидкости специальной плотности в зону перфорации требует использования буферных разделителей, на которые возлагаются следующие функции:

- предотвращать смешение в скважине перфорационной среды и бурового раствора в течение нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др.;

- обеспечить свободное прохождение всех приборов до забоя скважины;

- при контакте с перфорационной жидкостью не ухудшать ее свойств в результате загрязнения собственными компонентами.

Известные на сегодня буферные жидкости предназначены в основном для использования при креплении скважин. Некоторые из них, такие, как водные растворы ПАВ или полимеров, рекомендуется использовать в качестве буферных разделителей при вторичном вскрытии пластов [298]. Однако соответствие этих систем изложенным выше требованиям недостаточно изучено, что ставит под сомнение надежность изоляции перфорационной среды и тормозит дальнейшее развитие технологии вторичного вскрытия пластов с порционной закачкой специальной жидкости в ПЗП.

11.11. ВЫБОР ТИПА ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтру бурового раствора на стадии первичного вскрытия. Кроме того, необходимо учитывать и свойства фильтрата, проникшего в пласт в процессе первичного вскрытия. Последнее условие в настоящее время чаще всего игнорируется. Как следствие в ряде работ при перфорации рекомендуется использовать растворы на углеводородной основе, когда первичное вскрытие осуществлялось с применением водных растворов. Справедливость такой рекомендации вызывает сомнения, поэтому она требует экспериментальной проверки.

Проведенные экспериментальные исследования по определению комплексного влияния на коллектор всех технологических жидкостей показали, что воздействием на керн фильтрата тампонажного раствора можно пренебречь [298]. Такое упрощение методики не оказывает существенного влияния на относительную оценку эффективности применения перфорационных жидкостей при условии, что фильтраты тампонажного и бурового растворов аналогичны по природе смачивания. На практике обычно это условие выполняется.

В окончательном виде новая методика включает следующие операции [298]:

- 1) определение начальной нефтепроницаемости керна k_0 по установившемуся перепаду давления Δp_0 при фильтрации нефти с постоянным расходом;
- 2) моделирование стадии первичного вскрытия; обработка керна фильтратом бурового раствора в количестве, соответствующем не менее пяти объемов порового пространства;
- 3) моделирование стадии вторичного вскрытия; обработка керна перфорационной жидкостью в количестве, соответствующем не менее пяти объемов порового пространства;
- 4) моделирование начальной стадии освоения; вытеснение перфорационной жидкости из керна в обратном направлении фильтратом бурового раствора;
- 5) моделирование конечной стадии освоения; вытеснение фильтрата бурового раствора нефтью до получения постоянного перепада давления, по которому определяют конечную нефтепроницаемость керна k_1 и коэффициент $\beta = k_1/k_0$.

В процессе вытеснения фильтрата регистрируют изменение относительного перепада давления на керне ($\Delta p_t/\Delta p_0$) в зависимости от отношения объема профильтрованных жидкостей к объему порового пространства ($V_{\text{ж}}/V_{\text{п}}$). Функция $\Delta p_t/\Delta p_0 = f(V_{\text{ж}}/V_{\text{п}})$ позволяет качественно оценить значение де-

прессий, необходимое для вызова притока пластового флюида, т.е. степень сложности освоения скважины.

По этой методике исследовано влияние на коллектор основных типов перфорационных жидкостей на водной и углеводородной основе. Опыты проводились с использованием естественных кернов, представленных песчаниками каменноугольных отложений, входящих в разрез Днепровско-Донецкой впадины, длиной 5 см и проницаемостью 0,1–0,3 мкм². Образцы пород экстрагировались с последующим насыщением моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %).

Результаты экспериментов показали, что эффективность применения специальных жидкостей в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 11.8). Если при разбуривании пластов использовался раствор на водной основе, то применение при перфорации раствора CaCl₂ обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Причина низкой эффективности применения РУО заключается в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора (на водной основе) и перфорационной жидкости (на нефтяной основе) в коллекторе появляется новая зона водоуглеводородного контакта, образованная филтратами этих систем. При этом создаются благоприятные условия для образования в ПЗП вязких водонефтяных эмульсий и блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном сочетании перфорационной жидкости и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация.

Эксперименты показали, что при прочих равных условиях минимальное загрязнение коллектора достигается в случае использования при первичном вскрытии и перфорации растворов с аналогичной природой смачивания. Сопоставление эффективности применения различных специальных жидкостей на водной основе при перфорации показывает, что полимерные растворы уступают чистым солевым растворам как по степени сложности вытеснения фильтратов, так и по значению коэффициента β .

Таблица 11.8.

Эффективность применения специальных жидкостей

Состав фильтрата, попадающего в керн, при вскрытии		Температура проведения опыта, °С	$\beta = k_1/k_0$
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3 %-ный водный раствор КМЦ-600	20 %-ный водный раствор CaCl ₂	20	0,62
То же	То же	80	0,58
"	Фильтрат ИЭР	20	0,39
"	То же	80	0,34
0,5 %-ный раствор эмульгатора в дизельном топливе	20 %-ный водный раствор CaCl ₂	20	0,48
То же	То же	80	0,44
"	Фильтрат ИЭР	20	0,78
"	То же	80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
—	20 %-ный водный раствор CaCl ₂	20	0,72
	Фильтрат ИЭР	20	0,90

Следовательно, к наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na^+ , K^+ и Ca^{2+} . Для приготовления солевого раствора плотностью до $1,40 \text{ г/см}^3$ целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелой — бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одним из главных вопросов является выбор буферного разделителя. В этих условиях буфер должен предотвратить смешение перфорационной среды и бурового раствора как в процессе закачки в скважину, так и в течение последующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др. Задача эта чрезвычайно сложна, так как связана с необходимостью выполнения взаимоисключающих требований. С одной стороны, для надежного разобщения систем необходимо создать прочную структуру в буферном разделителе; с другой — показатели структурных свойств буферного раствора должны быть такими, чтобы обеспечивалось свободное прохождение перфоратора.

Результаты исследований показали [298], что при использовании водных растворов в качестве буферных разделителей возможно разделение перфорационной жидкости и бурового раствора в процессе последовательного их течения в колонне. Однако при этом отмечается значительное загрязнение жидкости полимерами, которые, как было показано выше, отрицательно влияют на фильтрационные свойства коллектора.

Предотвратить этот процесс, а также надежно изолировать жидкость можно при использовании в качестве буферного разделителя инвертной эмульсии. В этом случае буферная жидкость противоположна по природе смачивания разделяемым жидкостям. Взаимного растворения жидкостей не происходит, что предотвращает загрязнение специальных жидкостей (СЖ) компонентами буферного разделителя.

Исходя из результатов проведенных исследований, можно рекомендовать для изоляции порции солевого раствора при вторичном вскрытии пластов использовать в качестве буферной жидкости инвертные эмульсии с повышенным содержанием водного компонента до 60–70 %. Необходимая термостабильность таких систем достигается за счет выбора соответствующего типа эмульгатора. При забойных температурах до 90°C в качестве последнего может применяться широко используемый в нефтяной промышленности эмультал.

Плотность инвертных эмульсий можно регулировать путем использования в качестве водного компонента солевых растворов необходимой концентрации. Повышение плотности эмульсии более $1,20 \text{ г/см}^3$ достигается за счет применения твердых утяжелителей, например, мела или барита.

11.12. ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

Без выполнения тщательной очистки перфорационной жидкости от взвешенных частиц нельзя считать проблему качественного вскрытия пластов решенной. Однако, как показывает зарубежный опыт, очистка жидкости с применением фильтров сложна и очень трудоемка. В различных отраслях промышленности практикуется удаление взвесей из воды путем осаждения их с помощью коагулянтов и флокулянтов. Как правило, этот метод применяется при осветлении слоев небольшой толщины.

Применительно к условиям очистки перфорационной жидкости можно было бы использовать комбинированный метод — промывку ствола скважины до выхода чистой воды и закачку порций жидкости, из которой предварительно с помощью коагулянтов и флокулянтов выделена твердая фаза. Однако результаты исследований показывают, что в процессе закачки в зону перфорации порции специальной жидкости происходит интенсивное загрязнение ее твердыми частицами. Исключить этот процесс практически невозможно, поэтому наиболее целесообразно удалять твердые частицы из перфорационной жидкости после доставки ее на забой скважины.

Анализ известных способов очистки жидкостей показал, что такая задача может быть решена также методом отстаивания. Сущность очистки жидкости этим методом на забое заключается в осаждении под действием сил гравитации флокулированных твердых частиц из зоны перфорации в зумпф скважины.

Разработанная технологическая схема очистки порции перфорационной жидкости (солевого раствора) в скважине включает следующие этапы [267]:

- обработка перфорационной жидкости флокулянтom на поверхности;
- доставка жидкости в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем;
- отстаивание жидкости на забое для осаждения взвешенных частиц в зумпф.

Метод отстаивания широко применяется для очистки сточных вод при комплексной обработке их коагулянтom и флокулянтom. Однако экспериментальные данные, приводимые в литературе, носят разрозненный характер и не касаются очистки высококонцентрированных солевых растворов, тем более слоев большой толщины.

Вследствие этого для реализации процесса очистки жидкости потребовалось проведение экспериментальных исследований с целью выбора типа флокулянта и его оптимальной дозы, а также определения необходимого времени отстаивания этой жидкости в скважине и оценки достигаемой степени очистки.

Оптимальные условия для очистки перфорационной среды методом отстаивания достигаются при вводе в состав солевого раствора катионов кальция и обработке его 0,005—0,007 % ПАА [298].

Результаты экспериментов показали, что процесс осветления столба солевого раствора высотой 300 м по продолжительности не превышает подготовительных работ к перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени [298].

Таким образом, при разработанной методике очистки порции солевого раствора на забое скважины достигается высокая степень удаления взвешенных частиц и в отличие от способов очистки перфорационной жидкости, применяемых за рубежом, практически не создаются дополнительные задержки в процессе вторичного вскрытия пластов.

11.13. ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ПЕРФОРАЦИИ В СРЕДЕ ОЧИЩЕННОГО СОЛЕВОГО РАСТВОРА

На основе проведенного комплекса исследований разработана технология вторичного вскрытия пластов, предусматривающая заполнение зоны перфорации водным солевым раствором, содержащим катионы кальция и флокулянт, разделение его с буровым раствором порцией инвертной эмульсии, очистку перфорационной среды от твердой фазы методом отстаивания на забое и проведение работ по перфорации колонны. На подготовительном этапе реализации технологии выбираются типы и объемы жидкостей для заполнения скважины.

11.13.1. СИСТЕМЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В качестве жидкости для заполнения верхней части ствола скважины используется буровой раствор, применяемый при первичном вскрытии продуктивных пластов. Такой раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью (БЖ), что может затруднить прохождение перфораторов. Дополнительная обработка бурового раствора до требуемых показателей технологических свойств осуществляется перед началом работ по закачке в скважину перфорационной жидкости. Ниже бурового раствора располагается порция буферной жидкости — разделителя (рис. 11.11). Для предотвращения перемещений жидкостей под действием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, возрастала в направлении сверху вниз не менее чем на 0,20–0,40 г/см³.

Данные о рецептурах и показателях технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 11.9.

В качестве водного компонента инвертной эмульсии целесообразно использовать солевой раствор того же типа, которым заполняется зона перфорации. Плотность водного компонента ρ_v определяют, исходя из необходимой плотности буферной жидкости $\rho_{бж}$ при заданном значении водосодержания B эмульсии:

$$\rho_v = \frac{\rho_{бж} - \rho_y(1 - B)}{B}, \quad (11.22)$$

где ρ_y — плотность углеводородного компонента инвертной эмульсии.

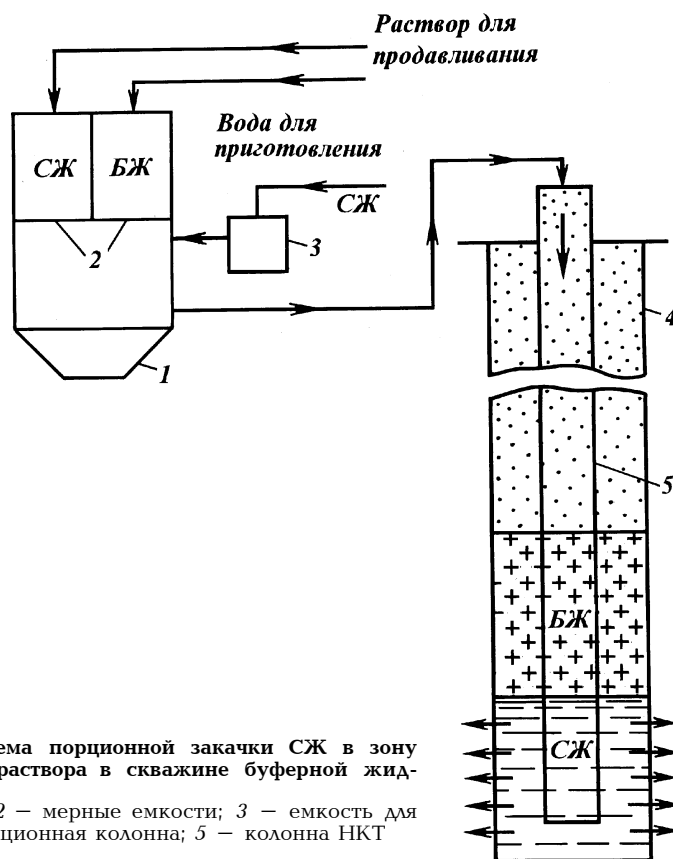


Таблица 11.9

Но- мер ре- цеп- туры	Компоненты буферной жидкости			Контролируемые показатели свойств			Макси- мальная темпера- тура приме- нения, °С
	Наименование	Объемная доля, %	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига, через 1/10 мин, дПа	Напря- жение электро- пробоя, В	
1	Дизельное топливо	23–28					
2	Эмультал	2					
	Пресная вода	60–70	0,92–0,94	100–150	15–35/20–55	140–180	90
3	Дизельное топливо	28–38					
	Эмультал	2					
	Водный раст- вор CaCl ₂ *	60–70	0,96–1,20	120–180	15–40/25–70	150–200	90
	Нефть сырая	38					
	Эмультал	2					
	Водный раст- вор CaCl ₂	60	0,96–1,16	130–135	18–20/30–35	180–250	90
	Дизельное топ- ливо	27–37					
	Эмульгатор “Нефтехим”	3					
	Водный раст- вор CaCl ₂	60–70	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150

*Значение $\rho = 1020 \div 1380 \text{ кг/см}^3$.

Выбор значений V и ρ_v должен, по возможности, исключить или свести к минимуму применение утяжелителя для достижения нужной плотности БЖ. Объем буферной жидкости определяют из расчета на заполнение 100–150 м ствола скважины.

Ниже буферного разделителя располагается перфорационная жидкость — перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен содержать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и 0,005–0,007 % ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, расположенного на 50–100 м выше верхних перфорационных отверстий.

Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или в мерных емкостях цементировочного агрегата (ЦА). В последнем случае для затворения соли используется дополнительная емкость вместимостью 0,5–1 м³. Приготавливать перфорационную жидкость и инертную эмульсию наиболее рационально централизованно, на специальном пункте, с доставкой на буровую с помощью автоцистерн. Обработка солевого раствора флокулянта (ПАА), а также добавление при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляются непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по замкнутому циклу в течение 15–30 мин.

11.13.2. ЗАКАЧКА ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНУ

Зона перфорации заполняется порцией солевого раствора после опрессовки эксплуатационной колонны. С этой целью в скважину спускают до забоя колонну НКТ и обвязывают ее с ЦА. Одна мерная емкость ЦА заполняется буферным разделителем, а вторая — солевым раствором.

Закачка жидкостей базируется на принципе баланса давлений в колонне НКТ и затрубном пространстве и осуществляется в определенной последовательности (см. рис. 11.11):

буферный разделитель в объеме (V_1), обеспечивающем заполнение кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ на заданную высоту (H);

солевой раствор в расчетном объеме;

буферный разделитель в объеме (V_2), достаточном для заполнения колонны НКТ в интервале высотой (H);

продавочная жидкость (того же типа, что и заполняющий скважину раствор) в количестве, обеспечивающем доставку перфорационной жидкости в зону перфорации.

Расчет объемов первой и второй порций буферного разделителя производится по следующим формулам:

$$V_1 = 0,785(D_1^2 - D_2^2)H, \quad (11.23)$$

$$V_2 = 0,785D_3^2 H, \quad (11.24)$$

где D_1 — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; D_2 , D_3 — соответственно наружный и внутренний диаметры НКТ.

Если в скважине перед закачкой перфорационной жидкости находилась вода, а для создания необходимой репрессии на пласт требуется более тяжелая жидкость, то в этом случае после завершения продавливания колонну НКТ поднимают до верхней границы буферного разделителя с последующей заменой воды буровым раствором.

Минимальный разрыв во времени между закачкой СЖ и началом перфорации определяется продолжительностью осаждения взвешенных частиц из зоны перфорации в зумпф. Как правило, это время меньше продолжительности подъема колонны НКТ и установки на устье скважины перфорационной задвижки.

Дальнейшие работы по перфорации и освоению скважины проводятся в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

11.14. ПЕРФОРАЦИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При простреливании обсадных колонн и цементного кольца в последнем возникают напряжения как за счет взрывной волны, так и за счет прохождения пули или кумулятивной струи. Эффективность перфорации в цементном кольце зависит от многих факторов. При прочих равных условиях глубина пробитого канала зависит от плотности преграды, степени насыщения водой и ее механических свойств (предела прочности, пластичности, сопротивляемости кратковременным нагрузкам, сжимаемости и пр.). Однако значения прочности, определенные при статическом приложении нагрузки, не могут полностью характеризовать сопротивляемость породы разрушению, так как при взрыве большую роль играют динамические нагрузки. Поэтому действительную пробивную способность необходимо проверить в каждом конкретном случае для данного заряда.

Обследование интервала перфорации в скважинах и на стендах [73] с помощью фотоаппаратов и другими методами выявило наличие трещин различных размеров в теле трубы.

В отдельных случаях при промывке скважин после перфорации наблюдается вынос обломков цементного камня и породы. Деформация цементного камня сопровождается его растрескиванием и нарушением контакта с обсадной колонной [200].

Перфорация крепи скважин и растрескивание цементного и цементно-бentonитового камня изучались Н.А. Луценко, В.Л. Форсайтом, С.А. Ланцевичкой, С.Олифантом, Р. Фаррисом и др.

Заметное влияние прочности цементного кольца на эффективность перфорационных работ было отмечено авторами в 1956 г. С целью выявления поведения цементного камня, твердеющего при различных температурах и давлениях, при кумулятивной и пулевой перфорации была проведена специальная работа. Одновременно изучалось влияние механической прочности цементного камня на сопротивляемость простреливанию его перфораторами. Для указанной цели изготавливались образцы из цементного раствора, залитые в формы различных размеров и твердевшие заданное время в требуемых условиях.

Основная часть опытов производилась с образцами диаметрами 220 и 65 мм при высоте 85 и 60 мм соответственно. Со стороны, обращенной к перфоратору, устанавливалась стальная крышка толщиной 10 мм. Большие формы имели толщину стенки 8 мм, меньшие — 4 и 7 мм. Водоцементное отношение принято равным 0,5. Образцы в формах большого размера твердели только при 22 и 75 °С, меньшие — при 22, 75, 110 и 200 ° при различных давлениях (10, 30 и 50 МПа), но главным образом при 10 МПа. Сроки твердения были приняты от 3 до 96 ч. В основном использовался цемент Карадагского завода, но для проверки результатов испытания

проводились с цементом новороссийского завода "Октябрь" и со смесью его с карадагским. Эти опыты не внесли сколько-нибудь ощутимой разницы в результаты, поэтому в дальнейшем описание работ и выводы будут касаться образцов из цемента Карадагского завода. Во всех случаях (кроме одного) цементы удовлетворяли требованиям стандарта. Для получения сопоставимых результатов режимы нагрева и охлаждения автоклавов приняты одинаковыми, а время от момента извлечения образцы из ванны или автоклава до момента простреливания равнялось 1,0–1,5 ч.

Простреливание образцов осуществлялось кумулятивным (ПК-103) и пулевым (ССП-4 1/4") перфораторами. В дальнейшем вместо кумулятивных перфораторов использовались кумулятивные шашки, установленные на 20-мм муфте для устранения уменьшения интенсивности прострела. Одинаковые образцы простреливались дважды, в отдельных случаях – трижды. Формы с цементным камнем помещались на бетонное основание вверх стальной пластинкой, над ними устанавливался перфоратор, и образцы простреливались. Крышка на форме выполняла роль колонны, бетонное основание – стенки скважины. После простреливания образцы разрезали и изучали.

Крышки, простреленные пулевым перфоратором, имели гладкое отверстие, диаметр которого был почти равен диаметру пули; со стороны входа пули был небольшой прогиб – вмятина, а со стороны выхода – конусообразный выступ увлеченного металла. В отличие от пулевого отверстия в металле, полученное прострелом кумулятивного заряда, имело очень неровную поверхность, причем во всех случаях на входе и выходе имелись выступы стали, характер и высота которых были одного порядка. Во всех случаях диаметр пулевого отверстия при простреливании перфоратором ССП-4 1/4" был больше отверстия, образованного кумулятивным перфоратором ПК-103. При использовании пулевых и кумулятивных перфораторов цементные образцы разрушались также неодинаково.

На рис. 11.12 (прострел сверху) представлены образцы, твердевшие при температуре 22 °С. Образцы 1, 2 и 3, твердевшие соответственно 48, 24 и 12 ч, были прострелены пулевым перфоратором; образец 4, твердевший 48 ч, – кумулятивным. Пределы прочности при изгибе (сжатии) соответственно были 3,1 (7,7); 1,0 (2,07) и (1,07) МПа. При простреливании трещинообразования во всех случаях не отмечались. В более слабом камне при неплотной установке (без "заделки") образца на бетонном основании на стороне выхода пули (образец 2) часть цементной массы отслаивалась под углом к оси примерно 70°. С уменьшением механической прочности образцов как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации диаметр отверстия возрастал (особенно при кумулятивной), а поверхность канала становилась менее ровной.

С увеличением температуры до 75 °С как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации каналы имели более правильную форму, что объясняется увеличением механической прочности образцов.

На рис. 11.13 представлены образцы, твердевшие 3, 6, 12, 24, 48 и 96 ч в автоклавах при давлении 10 МПа и температуре 110, 140 и 200 °С. При температуре 110 °С и давлении 10 МПа пределы прочности образцов на изгиб (сжатие) увеличивались от 2,72 (7,0) через 3 ч до 4,6(14,1) МПа через 96 ч. При давлении 10 МПа и температуре 140 °С пределы прочности на изгиб (сжатие) снижались от 3,08 (6,42) МПа через 3 ч до 1,65(3,85) МПа через

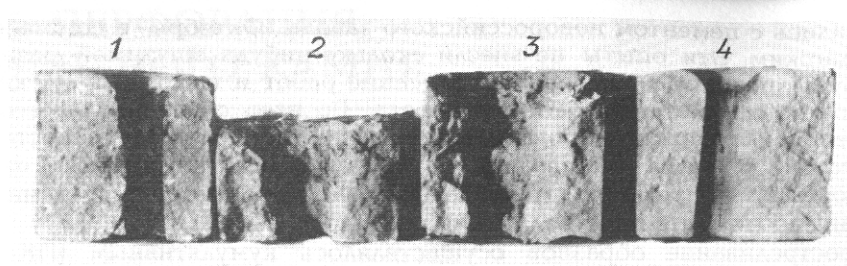


Рис. 11.12. Простреленные образцы цементного камня

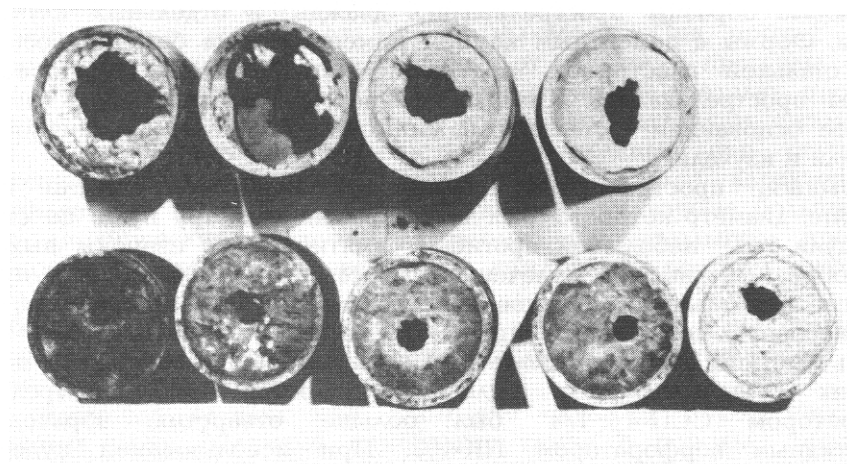


Рис. 11.13. Образцы цементного камня, твердевшие в автоклавах при давлении 10 МПа

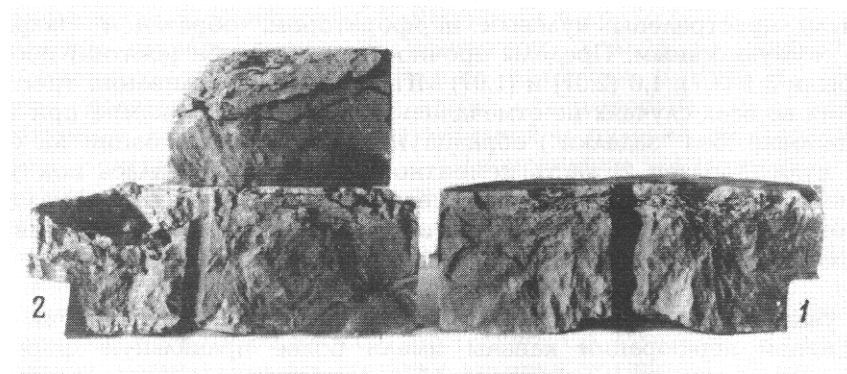


Рис. 11.14. Кумулятивная и пулевая перфорации цементного образца

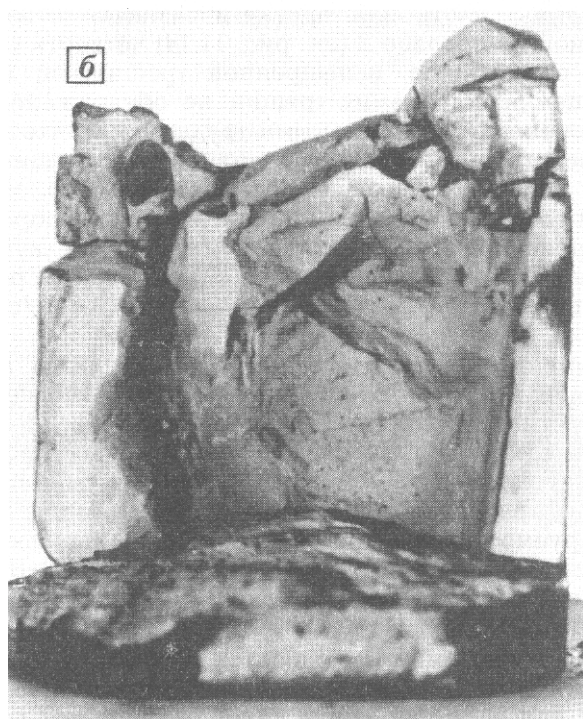
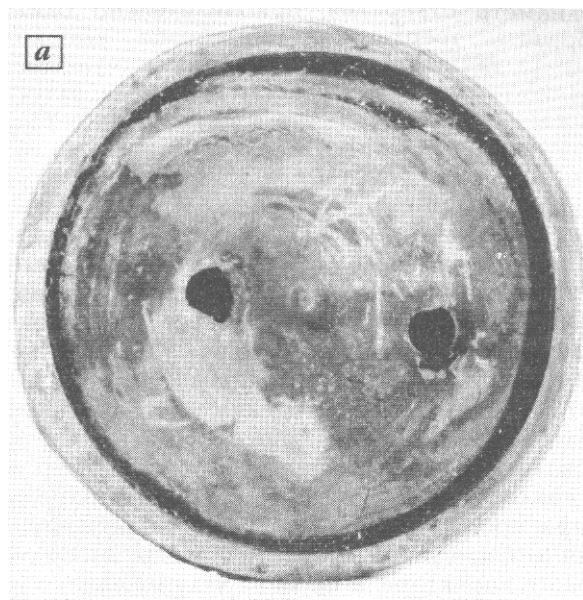
96 ч. При температуре 200 °С пределы прочности оставались примерно одинаковыми и равными 1,3–1,6 (3,3–3,7) МПа. В случае пулевой перфорации (см. рис. 11.13) при температуре 110 °С и давлении 10 МПа

образцы имели диаметр отверстия, приблизительно одинаковый на всем протяжении. Образцы, твердевшие при более высоких температурах, отличались более рыхлой структурой. При кумулятивной перфорации образцы, твердевшие при температуре 110 °С, имели примерно одинаковые отверстия и характер их поверхности. Образцы, твердевшие при более высоких температурах (140 и 200 °С) и давлении 10 МПа, в связи с тем, что цементный камень имел меньшую прочность, сильно разрушились, причем при принятых размерах образцов происходило "выдувание" цементного камня. Во всех случаях на образцах или уцелевших кусках трещинообразований не отмечалось. С увеличением диаметра образцов до 200 мм при простреливании их результаты остались теми же. Повышение давления до 30 и 40 МПа заметного влияния на характер образования отверстия и поведение камня не оказывало.

На рис. 11.14 представлены образцы большого размера, твердевшие 48 ч при температуре 75 °С и простреленные кумулятивным (верхний) и пулевым (нижние) перфораторами. Вход пули снизу. На стороне выхода пули (см. рис. 11.14) образовались лучевые трещины (на входной стороне их не было). При дальнейшем анализе выяснилось, что трещины принадлежат слою, который образуется при простреле и как бы отрывается при выходе пули (или струи). Увлекаемая (отслаивающаяся) часть образца изобилует трещинами на поверхности лучевого характера, а по мере углубления в образец образуются трещины отслаивания. Угол отслаивания массы составляет примерно 70° к оси образца и соответствует углу между направляющими линиями и осью образца на камне. На рис. 11.14, (образец 2) часть отслаивающейся массы цементного камня отделена и указанный угол виден ясно. Зона отслаивания уменьшается при более плотной установке образца на бетонном основании.

На помещенной на образце 2 (см. рис. 11.14) четверти образца отмечено окончание зоны отслаивания, испещренной трещинами, ниже которой в остальной части цементного камня трещин не обнаружено. Разделение образца было сопряжено со значительными трудностями, что также указывает на отсутствие в нем трещин. При кумулятивной перфорации (см. рис. 11.14) зона отслаивания меньше, что следует объяснить, видимо, значительно большей скоростью простреливания, чем при пулевой перфорации, и другими особенностями, присущими кумулятивной струе. При кумулятивной перфорации предканальная зона значительно уплотнена. Средняя плотность образца, выточенного из нее, составляла 1,67 против 1,47 г/см³ в периферийной части.

Растрескиваемость не жестко установленного образца на бетонном основании тем больше, чем меньше его высота. При уменьшении вдвое высоты 219-мм образцов в наших опытах результаты были аналогичны результатам АзНИИ. В скважине, где цементный камень плотно прилегает к стенкам скважины (при отсутствии больших включений глинистой корки и "языков" бурового раствора), трещины не наблюдаются. Их наличие может быть связано с деформируемостью пласта и физико-механическими свойствами цемента, что вызовет возникновение небольших трещин (до нескольких сантиметров). В случае наличия каверн или каналов, заполненных буровым раствором, создаются благоприятные условия для возникновения трещин, которые при залповой перфорации соединяются между собой. Наличие трещин во многом зависит от жесткости "основания", роль которого выполняют стенки скважины или частично корка, или раствор, не вымытый восходящим потоком цементного раствора.



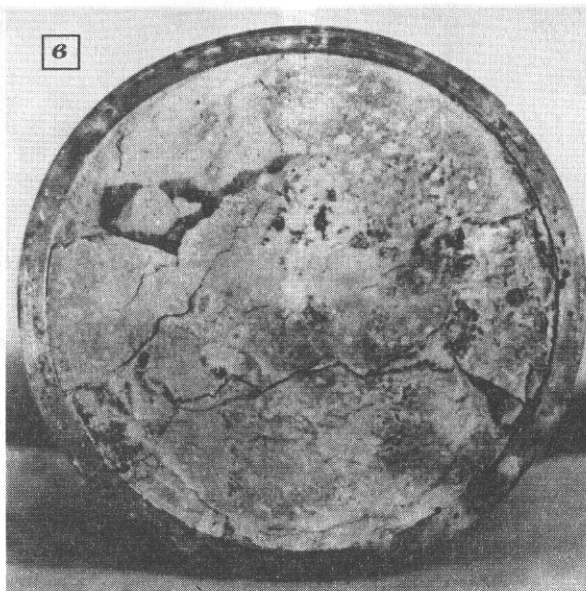


Рис. 11.15. Прострел образца двумя пулями

Учитывая, что в опытах при пулевой перфорации зона отслаивания больше, чем при кумулятивной, был прострелен образец цементного камня в форме диаметром и высотой 150 мм двумя пулями перфоратора ССП-4 1/4" через металлическую 10-мм крышку (рис. 11.15, б, в). В результате выяснилось, что пули застряли в цементном камне с пределом прочности при изгибе (сжатии) 7,0–8,0 (20–25) МПа. Пули остановились на глубине 120–130 мм. Разрез образца (рис. 11.15, а) дал возможность установить полное отсутствие трещин даже при простреле двумя пулями на очень близком друг от друга расстоянии. И только в верхней части (выход), на расстоянии 20–30 мм от конца, камень был испещрен трещинами. Это участок отрыва цементной массы пулями при неплотной установке образца на фундаменте. Со стороны выхода пуль поверхность камня покрыта большим количеством трещин (см. рис. 11.15, в). Поверхность входа пуль (см. рис. 11.15, б), а также вся остальная часть образца представляла собой монолитный камень, полностью лишенный трещин. Аналогичные выводы сделаны и другими исследователями. Опыты позволяют заключить, что при перфорации цементного камня в скважине при жестком основании не должно быть трещин, опасных в отношении прорыва вод. При простреливании опытных образцов могут образоваться трещины. Их интенсивность зависит от плотности установки образцов на фундаменте (жесткости основания), высоты, диаметра, механической прочности, режима охлаждения, влажности, способа хранения их и пр.

С увеличением механической прочности цементного камня снижается глубина проникновения пуль при перфорации ССП-4 1/4". При наличии 10-мм стальной пластины ССП-4 1/4" может эффективно пробить цементный камень на глубину 100 мм с прочностью на изгиб 6,0–7,0 МПа. В связи с загрязненностью продуктивных горизонтов практически трудно добиться

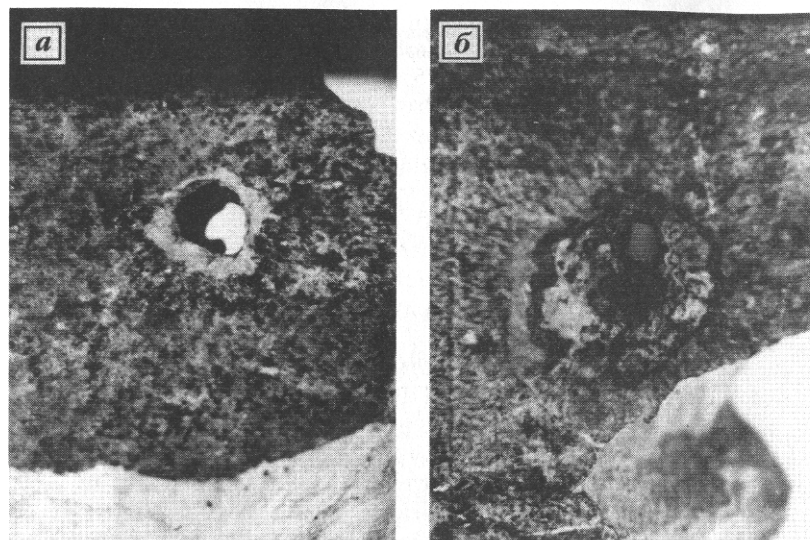


Рис. 11.16. Входное (а) и выходное (б) отверстия в шлакопесчаном камне после кумулятивной перфорации

эффективного сообщения их со скважиной с помощью указанного перфоратора.

Для установления глубины разрушения цементного камня кумулятивным перфоратором ПК-103 в зависимости от его прочности были поставлены аналогичные опыты (рис. 11.16). Образец имел прочность при изгибе 7,0—8,0 МПа, высота его 100 мм. Из рисунка видно, что образец указанной прочности простреливается свободно. При наличии стальной 10-мм пластины цементный камень со стандартной прочностью 6,2 МПа может быть эффективно пробит на 120—150 мм.

Следовательно, при высоких механических прочностях цементного камня не всегда обеспечивается сообщение между пластом и скважиной. Температура и давление практически влияют на поведение цементного камня при перфорации лишь постольку, поскольку они изменяют его механические показатели. Снижение последних приводит к увеличению диаметра отверстия и глубины прострела.

Были также проведены опыты по перфорации затвердевшего цемента в скважине и последующему извлечению его на дневную поверхность. Цель — исследование работы цементного камня, полученного при идеальном заполнении заколонного пространства при очевидном наличии контактных зон.

Снаряд длиной 9 м представлял собой корпус ранее применявшегося турбобура Т12МЗ-10 с внутренним диаметром 220 мм и толщиной стенки 15 мм, т.е. имел значительную жесткость. Внутри корпуса турбобура была вставлена 114-мм нефтепроводная труба, которая имела внутренний диаметр 100 мм и толщину стенки 5 мм. Трубу наглухо приварили к переводникам.

Вверху имелось соединение с бурильными трубами, внизу крепилось долото. В верхнем переводнике было вырезано отверстие, предназначавшееся для заливки цементных растворов внутрь снаряда.

Сначала (на скв. 130 Озек-Суат) в снаряд залили раствор из портланд-цемента 43 %-ной консистенции плотностью $1,9 \text{ г/см}^3$ на высоту 3,5 м. После выдерживания на воздухе в течение 25 ч сверху него был налит раствор шлакопесчаного цемента состава 2 : 1, плотностью $1,70 \text{ г/см}^3$, высотой 4,5 м.

Через 3 ч приступили к спуску бурильного инструмента вместе со снарядом в скважину, забой которой находился на глубине 3250 м. Скважина была заполнена буровым раствором плотностью $1,23\text{--}1,24 \text{ г/см}^3$. Температура на этой глубине составляла около 140°C .

Спуск инструмента на забой длился 8 ч, после чего скважину промывали в течение 2 ч. При ОЗЦ 3 раза восстанавливали циркуляцию на 10–15 мин, а в остальное время инструмент периодически поднимали на высоту около 25 м и снова опускали на забой.

Спустя 60 ч через бурильный инструмент в снаряд был спущен корпусной кумулятивный перфоратор типа ПКГ-65. Перфорация была произведена из расчета 20 выстрелов на 1 м трубы и велась обычным порядком.

После подъема корпуса турбобура из скважины была обнаружена ошибка в интервале прострела, составляющая разницу в 3 м. Так, все выстрелы, предназначавшиеся для портландцемента, попали в зону, занятую шлакопесчаным цементом, а выстрелы, предназначенные для этой зоны, пришлось в бурильную трубу над корпусом турбобура. Пробивная способность перфоратора ПКГ-65 оказалась недостаточной. Поэтому было решено произвести повторную перфорацию в условиях забоя, но более мощными перфораторами типа ПКГ-80. С этой целью был произведен повторный спуск снаряда на забой скважины, и через 12 ч прогрева приступили к перфорации.

После перфорации и извлечения из скважины снаряда было установлено, что простреленные отверстия находились в намеченных интервалах.

С целью получения дополнительных данных, характеризующих влияние перфорации на цементный камень, находящийся при атмосферном давлении и нормальной температуре, т.е. в условиях, отличающихся от имевшихся в скважине, было сделано еще 20 выстрелов зарядами массой по 14,5 г в турбобуре. Пять из них произвели в зону, занятую шлакопесчаным цементом, а 15 выстрелов — в интервале, заполненном портландцементом.

По окончании этих работ новый осмотр корпуса турбобура выявил, что только в восьми местах корпус прострелен был с выходом отверстий наружу. Остальными выстрелами корпус не был пробит. В дальнейшем приступили к освобождению цементного кольца от корпуса турбобура. Вскрытие велось частично путем срезания корпуса турбобура на трубонарезном станке до полного обнажения наружной поверхности цементного камня, а частично путем разрезания его пламенем кислородно-ацетиленовой горелки.

Образовавшиеся цементные кольца из двух видов цемента представляли собой прочные цементные камни, отличающиеся друг от друга по цвету и структуре. Если шлакопесчаный камень представлялся монолитным плотным телом темно-серого цвета, то камень из портландцемента имел более светлую окраску и несколько иную текстуру с видимой пористостью. На контакте шлакопесчаного цемента и портландцемента обнаружена зона их смешения протяженностью 30–40 см; дальше за нею затвердевшие цементные растворы имели вид однородной массы.

Только вблизи заливочного отверстия в снаряде на длине до 50 см шлакопесчаный раствор был частично смешан с буровым.

Общий вывод по влиянию кумулятивной перфорации на состояние цементного камня (из обоих цементов) в жесткой металлической оболочке таков: цементный камень при перфорации трещин не дает. Характер образовавшихся отверстий и в шлакопесчаном цементе, и в портландцементе одинаков (рис. 11.17).

Так, диаметр входного отверстия в цементный камень при простреле перфоратором типа ПКГ-65 равен 6–7 мм. Это отверстие постепенно уменьшается и исчезает, а глубина простреленного канала составляет 25–30 мм, т.е. цементное кольцо данной прочности и толщины полностью не пробивается. Аналогичную картину представляют и отверстия, получившиеся после перфорации перфораторами типа ПКГ-80.

Представляя собой конусовидную форму, отверстия обычно имеют начальный диаметр выхода в 2–3 раза больший, чем на выходе. Цементный камень внутри отверстия представляет собой весьма непрочный материал в радиусе до 3–4 мм; отверстие имеет вид рваных, оплывших и изменивших цвет небольших каналов.

После прострела цементного кольца в условиях скважины в образовавшиеся отверстия попадает буровой раствор. Такие отверстия оказались закупоренными и ненадежными каналами. Необходимы специальные жидкости для перфорации. По своему характеру отверстия, образовавшиеся при перфорации на глубине и на поверхности, аналогичны. Различие состоит лишь в том, что в зоне некоторых глубинных отверстий наружная поверхность трубы оказалась вздутой, а сама труба треснутой. Это, в свою очередь, повлияло на цементный камень, который напротив вздутия трубы принял вогнутую форму.

Как показали исследования, такие явления отмечены только в местах, где цементный камень по какой-либо причине оказался с пониженной механической прочностью (в зоне контакта цементного камня из тампонажного и шлакопесчаного растворов, в зоне смешивания шлакопесчаного раствора с буровым). Напротив тех участков трубы, где они были окружены прочным цементным камнем, вздутий трубы, а как следствие, и вогнутостей цементного камня не было отмечено ни в зоне шлакопесчаного цемента, ни в зоне портландцемента.

Растрескиваний трубы в этих зонах также не наблюдалось, за исключением лишь тех случаев, когда перфорационные отверстия располагались очень близко друг к другу, например при перфорации перфораторами типа ПКГ-80 труба лопнула в зоне портландцемента, когда три отверстия расположились на линии длиной 110 мм, и в зоне шлакопесчаного цемента, когда три отверстия расположились на линии длиной 130 мм. Расположение отверстий на расстоянии друг от друга 70–80 мм, а также напротив одиночных отверстий (на участках прочных цементов) не отражалось на прочности трубы.

Размеры разорванных отверстий по сравнению с неразорванными как у одиночных отверстий, так и у групповых значительны. Например, если нормальные отверстия имели диаметры 20–15 мм, то значения диаметров разорванных отверстий вдоль тела трубы достигали 40–120 мм, а поперек – 25–30 мм.

Выпуклость разорванных отверстий по высоте достигала 15 мм, следовательно, на такую же глубину происходило вмятие цементного камня. Значения диаметров оснований выпуклостей для трубы и вогнутостей для цементного камня достигали 60–70 мм.

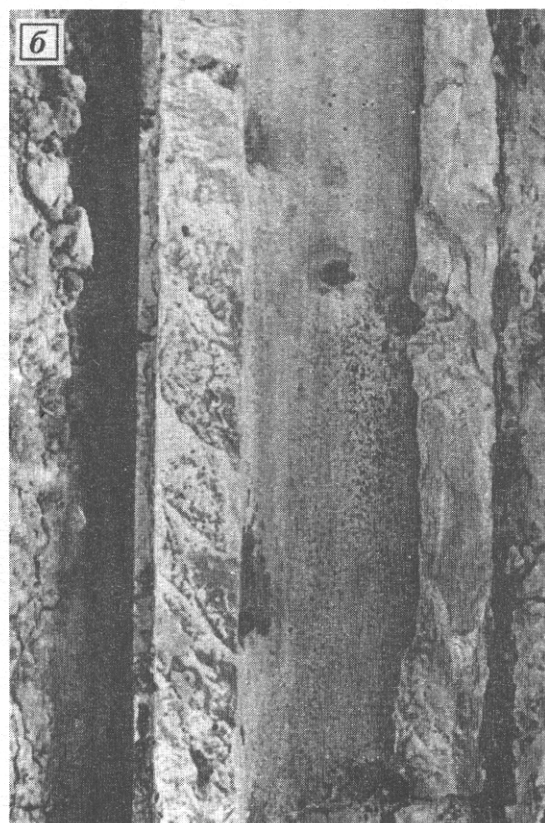
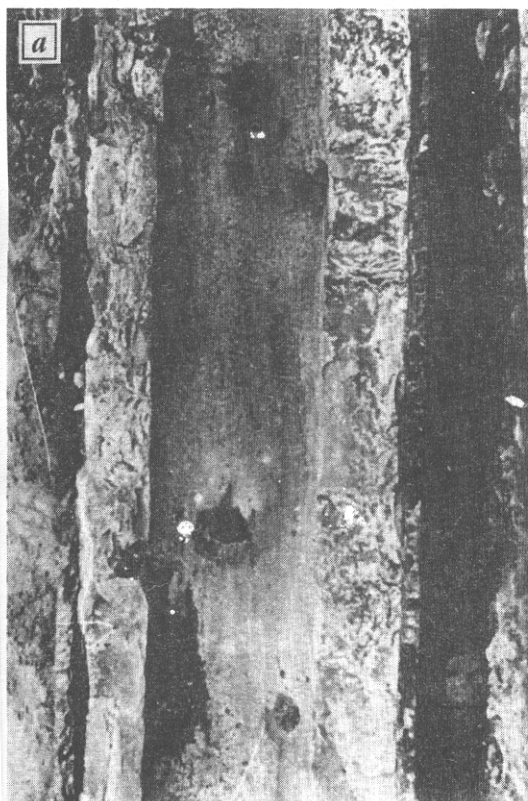


Рис. 11.17. Прострел кумулятивным перфоратором камня из шлакопесчаного цемента (а) и портландцементного раствора (б)

При простреле растрескивания на поверхности трубы не отмечено; не выявлены и те деформации цементного камня, которые возникают при перфорации последнего в условиях больших гидростатических давлений.

Чем дольше чистый портландцементный и цементно-песчаный камни твердеют в заколонном пространстве при температуре до 90–100 °С, тем больше они будут сопротивляться простреливанию. При температурах более 100 °С (120–200 °С) механическая прочность чистого портландцементного камня по истечении 6–12 ч и более уже не может существенно препятствовать эффективной перфорации. При низких температурах (ниже 70 °С) нецелесообразно слишком рано осуществлять прострел во избежание “заплывания” отверстий.

При перфорации (а также при разбуривании цементного стакана, ударах по обсадной колонне при спускоподъемных операциях) цементный камень скважины испытывает большие динамические нагрузки.

Единственный в настоящее время метод исследования процесса ударного деформирования крепи — метод численного моделирования (А.А. Мамедов).

При высокоскоростном нагружении материалов изменяются их упругие и прочностные свойства, возникают нестационарные волны напряжений, что дополнительно усложняет задачу о механическом состоянии такой неоднородной слоистой системы, как крепь скважины с прилегающими горными породами. Помимо различия в механических свойствах стали, цементного камня и горного массива приобретает значение и несовпадение акустической жесткости данных материалов $\dot{0} = \pm \rho$, где a — скорость распространения звука, м/с; ρ — плотность, г/см³.

Начальный ударный импульс, приложенный к внутренней поверхности обсадной колонны, вызывает в ее стенке волну напряжений, которая движется через крепь скважины и горный массив, преломляясь и отражаясь от границ раздела сред ввиду их различной акустической жесткости. Отраженные импульсы движутся в обратном направлении, испытывая, в свою очередь, отражения от границ раздела сред и свободной поверхности колонны, и т.д. В результате интерференции большого числа волн наблюдаются существенные осцилляции напряжений в цементном камне.

Напряженно-деформированное состояние крепи скважины и окружающих горных пород при действии кратковременных ударных нагрузок описывалось системой дифференциальных уравнений в частных производных, модернизированной с учетом механической неоднородности крепи и ее геометрии. Для решения данной системы использовался численный, конечно-разностный метод, предложенный М. Уилкинсом для расчета ударно-волновых процессов в твердых телах. Была составлена и отлажена соответствующая программа расчета на языке ФОРТРАН, вычисления проводились на ЭВМ ЕС-1055. Расчет напряженно-деформированного состояния крепи для процесса перфорации занимал не более 5 мин. Для цементного камня была принята упругопластическая модель с упрочнением.

Эффективность предложенной расчетной методики была оценена на примере экспериментальных данных по ударному нагружению мрамора, имеющего аналогичную зависимость напряжений от деформаций. В указанной работе с помощью манганиновых датчиков определяли зависимость давления от времени в различных сечениях мраморного блока при нагружении его грани взрывом гранулола. Начальный импульс нагрузки снимался датчиком, расположенным непосредственно на нагружаемой поверхности.

Данная кривая аппроксимировалась нами набором алгебраических функций и использовалась как граничное условие для сравнительного расчета напряжений в мраморном блоке. Механические характеристики мрамора составили: модуль упругости 16 ГПа, коэффициент Пуассона 0,3.

Выбранная модель позволяет точно описать максимальную интенсивность и скорость затухания начального ударного импульса сжатия, а также сложную двухфронтальную структуру ударной волны и момент выделения упругого предвестника, что подтверждает правильность выбора модели упругопластической среды для хрупких материалов, нагружаемых взрывом.

Задача о высокоскоростном нагружении крепи скважины при перфорации до настоящего времени решалась в статическом приближении, что приводило к неверной оценке прочности цементного кольца. Рассмотрена (совместно с Г.И. Петрухиным) динамическая задача и проведено численное исследование процессов распространения ударных волн, неизбежно возникающих в крепи скважины. Задача решалась в одномерном (плоскорадиальном) приближении: рассматривался трехслойный бесконечный полый цилиндр, на внутреннюю поверхность которого действует ударный импульс давления, а наружный радиус взят достаточно большим, чтобы граничное условие в нем не отражалось на результатах расчета. Параметры начального импульса давления соответствовали случаям перфорации крепи скважины с обсадной колонной диаметром 0,168 м на глубине 3000 м, заполненной буровым раствором плотностью 1,20 г/см³. Использовались следующие типы перфораторов: пулевой (АПХ-98), кумулятивный корпусной (ПК-103) и бескорпусной (ПКС-105).

Материал обсадной колонны — сталь группы прочности К с пределом текучести $\sigma_t = 0,5$ ГПа; толщина стенки колонны 0,01 м. Для портландцементного камня приняли плотность равной 1,80 г/см³, модуль упругости $\bar{\sigma} = 17$ ГПа, коэффициент Пуассона $\mu = 0,4$, а для окружающих пород (типа песчаника) соответственно 2,30 г/см³, 17 ГПа и 0,25.

В расчетах использовали безразмерные переменные: напряжения $\bar{\sigma}$, длины $\bar{r}$ и времени $\bar{t}$, причем за единицу давления принимали σ_t , за единицу длины — толщину стенки обсадной колонны, за единицу времени — время пробега звуковой волной единицы длины (для принятых условий оно составило 2 мкс).

В результате расчетов обнаружена сложная картина изменения напряжений в цементном камне, во времени (приведенные данные относятся к срединной цилиндрической поверхности цементного кольца для случая работы корпусного кумулятивного перфоратора ПК-103). Осциллирующий характер напряжений обусловлен отражениями и преломлениями от границ раздела слоев (обсадная колонна — цементный камень — горные породы) импульса, действующего на внутреннюю поверхность обсадной колонны. Это вызвано существенным различием акустической жесткости данных материалов, находящейся в соотношении 1 : 0,175 : 0,148.

Число отраженных и преломленных волн растет в геометрической прогрессии, что делает невозможным теоретический анализ ударно-волнового процесса и приводит к необходимости применения численных методов, реализуемых с помощью ЭВМ.

Для оценки прочности цементного кольца важно определить вид напряженного состояния в его точках. Вначале оно близко к равномерному объемному сжатию, что позволяет цементному камню выдерживать довольно большие нагрузки. Со временем (при $\bar{t} > 5$) состояние трехосного сжатия

становится существенно неравномерным: например, для $\bar{t} = 13$ разность между радиальным ($\bar{\sigma}_r$) и тангенциальным ($\bar{\sigma}_\theta$) напряжениями достигает 70 %, что увеличивает опасность разрушения цементного кольца.

Эпюра напряжений в сечении крепи скважины для условий работы перфоратора ПК-103 при $\bar{t} = 13,5$ показывает, что обсадная колонна ($7,4 \leq \bar{r} \leq 8,4$) испытывает несколько большее (на 25 %) радиальное сжатие, чем в статической задаче (Ю.А. Песляк), в то время как динамические тангенциальные напряжения почти на порядок меньше статических. Цементный камень ($8,4 \leq \bar{r} \leq 10,9$) находится в состоянии неравномерного всестороннего сжатия, причем наиболее опасная зона с точки зрения наибольшей разницы между экстремальными нормальными напряжениями расположена непосредственно у обсадной колонны.

В связи с существенными колебаниями напряжений в точках цементного кольца представляет интерес оценить наибольшие и наименьшие их значения в целом за некоторый промежуток времени с начала процесса. Такие расчеты были проведены для радиальных и тангенциальных напряжений с определением координат точек экстремума $\bar{r}$ и соответствующих моментов времени $\bar{t}$. Например, для относительного начального ударного импульса $\bar{p} = -0,09$, максимальное растягивающее напряжение ($\bar{\sigma}_\theta^{\max} = 0,056$) достигается на внутренней границе цементного кольца при $\bar{t} = 30,2$.

Диапазон изменения амплитуды импульса выбрали с учетом возможности применения любого распространенного типа перфоратора, а также в связи с необходимостью расчета прочности цементного камня на удалении от места установки перфоратора, где крепь скважины подвергается воздействию импульса меньшей интенсивности. Длительность и форма импульса для всех случаев взяты одинаковыми.

Анализ полученных расчетных данных показывает, что при большой интенсивности импульса ($\bar{p}$ составляет $-1,65$ и $-0,33$ соответственно для перфораторов ПКС-105 и АПХ-98) напряжения в цементном камне в зоне установки перфораторов во много раз превышают пределы его прочности. В случае действия умеренных и малых импульсов максимальные (по абсолютной величине) сжимающие напряжения в цементном кольце, радиальные и тангенциальные, возникают вблизи обсадной колонны примерно в момент времени $\bar{t} \approx 7,8$. При этом импульс радиального сжатия почти без потерь передается через обсадную колонну, тогда как из решения статической задачи следует, что он должен уменьшаться в 1,5–3 раза.

Впоследствии при $\bar{t} \approx 30$ в этих же точках цементного камня возникают максимальные растягивающие тангенциальные напряжения, приблизительно равные по интенсивности половине действующего ударного импульса.

Вблизи границы цементного кольца с горными породами также возможны растягивающие радиальные напряжения: они проявляются во времени при ослаблении "подпора сжатия" от действующего в обсадной колонне импульса в связи с меньшей акустической жесткостью пород.

Таким образом, для оценки механического состояния цементного кольца в участке крепи скважины, расположенном вблизи зоны перфорации или другого вида ударного воздействия, нельзя пользоваться статическими решениями, а следует проводить численные оценки по предложенному динамическому методу. Кроме упругих и прочностных характеристик обсадной колонны, цементного камня и окружающих горных пород необходимо учитывать

плотность и акустическую жесткость этих материалов, оказывающие значительное влияние на динамическую прочность цементного кольца.

Поскольку скорость звука определяется упругостью и плотностью материала, выбирать показатели механических свойств цементного камня необходимо в конечном счете с учетом взаимосвязи между его плотностью, упругостью и прочностью и в результате анализа сложного влияния этих характеристик на напряженно-деформированное состояние цементного кольца.

С помощью предложенного расчетного метода удалось показать, что при использовании облегченных тампонажных цементах напряжения, возникающие при перфорации в цементном камне, на 20–25 % меньше, чем при использовании утяжеленных цементах. Уменьшению опасных для растрескивания напряжений способствует также проведение перфорационных работ в более ранние сроки после схватывания цементного раствора, пока камень не приобрел слишком большое значение модуля упругости и повышенную хрупкость, что всегда сопутствует набору прочности.

ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Одним из основных этапов заканчивания скважин является этап их освоения, включающий решение задачи получения в минимальные сроки потенциально возможного дебита и передачу скважины в эксплуатацию.

Под освоением скважин мы понимаем комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получить при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимального дебита нефти (газа) или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа (иных флюидов). Иногда освоение совмещают с гидроразрывом пласта, но это скорее исключение из правила¹.

Процесс освоения скважины заключается в возбуждении скважины, очистке ПЗП от жидкости и прочих загрязняющих примесей, находящихся в стволе, в проведении необходимых работ с целью повысить фильтрационную характеристику призабойной зоны продуктивного пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забой (в ПЗП), создаваемого столбом бурового раствора (или иной жидкости) различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток нефти или газа в скважину.

Весьма наглядна зависимость режима работы скважины от способа вызова притока в тех случаях, когда продуктивная часть объекта приурочена к водоплавающим частям залежи, высоконапорный водоносный пласт залегает близко к продуктивному пласту, скважины находятся недалеко от водонефтяного, газонефтяного или газоводяного контакта, продуктивный пласт состоит из несцементированных или слабосцементированных песков. В этих условиях чрезвычайно важно плавное снижение давления на забое скважины при вызове притока.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто следующими способами:

¹ Некоторые специалисты в термин "освоение скважин" вкладывают более широкий смысл — все этапы заканчивания скважин, иногда и разбуривание пород продуктивного пласта.

заменой бурового раствора раствором меньшей плотности (разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $0,5 \text{ г/см}^3$);

заменой бурового раствора водой;

снижением уровня жидкости в скважине (свабирование, поршневание);

использованием аэрированных жидкостей и пенных систем;

поршневанием с подкачкой газообразного агента;

промывкой скважины (фонтанной) находящейся в стволе жидкостью при практическом равенстве давлений пластового и в ПЗП.

В ряде работ отечественных исследователей [324, 325, 329, 326] доказана эффективность воздействия на ПЗП с целью очистить ее и, следовательно, повысить дебит скважины путем создания многократных мгновенных депрессий — репрессий.

Анализ материалов по освоению (вместе с перфорацией) скважин по нефтегазовой промышленности за 1980 — 1990 гг. показал, что производительное время составило 30 %, непроизводительное (ожидание испытания, простои, ликвидация осложнений и аварий) — 70 %. Вместе с длительным сроком работы над вызовом притока нефти и газа из пласта затраты весьма ощутимы. Поэтому повышение эффективности всех видов работ при освоении скважин, обеспечение результативности этапов — залог снижения стоимости кубического метра газа и тонны нефти.

При анализе состояния дел по освоению скважин прослеживаются два основных направления повышения эффективности работ:

улучшение организации работ с целью сократить значительные потери непроизводительного времени;

разработка новых технических решений и технологических процессов, более надежных и эффективных.

12.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЫЗОВА ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Вызов притока флюида из продуктивного пласта — одна из самых ответственных операций в процессе испытания скважин.

В процессе вызова притока нефти или газа из пласта возможны разрушения слабосцементированной породы в пристволевой зоне, нарушение целостности цементного кольца, деформация эксплуатационной колонны, прорыв подошвенных, верхних или нижних вод и т.п. Подобного рода осложнения возникают вследствие того, что способ вызова притока не соответствует геолого-физической характеристике коллектора и условиям залегания водоносных пластов с высоким давлением. Поэтому при вызове притока флюида учитывают вещественный состав пласта, степень его сцементированности, условия залегания и характер проявления вод.

Считают, что приток будет интенсивным при создании высоких депрессий на пласт, достигаемых за короткий промежуток времени, причем после начала притока рекомендуется некоторое время поддерживать форсированный режим работы скважины для хорошей очистки призабойной зоны пласта. В некоторых случаях (прочный пласт-коллектор, отсутствие подошвенной воды) подобный подход приемлем, но указанная точка зрения противоречит современным требованиям к освоению скважин. Результативность ее зависит от эффективности разрушения блокады в ПЗП. Вид блокады характеризует степень ущерба для реактивного пласта и определяет эффективное воздействие, обеспечивающее прорыв этой блокады и восстановление продуктивности скважины (пласта). Приведенные в табл. 12.1 категории блокады ПЗП классифицированы по степени загрязнения с учетом процессов, происходящих с той или иной интенсивностью в ПЗП при вскрытии пласта бурением.

Эти процессы неравнозначны и оценить степень влияния их на фильтрационные характеристики пласта можно лишь при учете реальных горно-геологических условий. В табл. 12.2 процессы, происходящие в ПЗП, систематизированы по признакам воздействия. Движущей силой приведенных в табл. 12.2 процессов являются:

- перепады давления на пласт и интенсивность их приложения;
- разность забойной и пластовой температур;
- результатирующее давление физико-химических процессов, которые определяются наличием контракционного градиента, градиента напряжения смачиваемости, электродвижущими силами и т.д.

Воздействие на ПЗП приводит к снижению подвижности агентов, насыщающих эту зону, к изменению структуры и объема фильтрующего пространства, что в конечном счете снижает продуктивность пласта.

Изменение структуры фильтрующего пространства характеризуется перераспределением размеров пор за счет физического проникновения дис-

Таблица 12.1

Классификация блокад ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Категория блокады	Характеристика блокады	Признаки, определяющие блокаду	Воздействие, обеспечивающее прорыв блокады
I	Проникновение не изменяет фазовой проницаемости в ПЗП	Нормированная репрессия. Оптимальный состав депрессионной среды бурового раствора. Высокая подвижность пластовых агентов и флюидов. Низкая активность физико-химических процессов в ПЗП	Одноцикловое приложение депрессии при ее оптимальной скорости
II	Блокада фильтратом бурового раствора (снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая продолжительность от момента вскрытия пласта до вызова притока. Повышенная репрессия. Интенсивная прямоочная капиллярная пропитка, осмотические перетоки в пласт. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Фазовые переходы в ПЗП	Одноцикловое или поэтапное снижение депрессии с оптимальной интенсивностью; предварительное воздействие с целью сократить зоны проникновения
III	Блокада твердой фазой бурового раствора при несущественном проникновении фильтрата, (изменение структуры фильтрующего пространства)	Низкая проницаемость фильтрационной корки. Высокое содержание в буровом растворе коллоидной глины и барита. Сравнительно высокая вязкость фильтрата	Импульсное приложение максимальной по величине депрессии
IV	Блокада твердой фазой и фильтратом раствора (изменение объема и структуры пространства, снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая репрессия. Высокое содержание в растворе адгезионно-активной фазы и адсорбционно-активных реагентов. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Гидрофилизация ПЗП и набухание глинистого цемента	Многоцикловое приложение оптимальной по величине депрессии; предварительное воздействие с целью интенсификации притока
V	Блокада буровым раствором трещин и перфорационных каналов	Гидроразрыв ПЗП и поглощение бурового раствора. Высокая прочность в структуре раствора	Гидровибровоздействие или многоцикловое воздействие с приложением оптимальной депрессии при максимальной скорости

персной фазы буровых растворов. Это проникновение определяется соотношением размеров частиц твердой фазы и пор и характерно для поверхностных участков ствола, где происходит интенсивная кольматация с перераспределением пор по размерам.

Относительно более равномерное изменение объема фильтрующего пространства происходит в результате набухания, формирования или размывания адсорбционных и гидратных пленок на поверхности пор.

Существенное влияние на подвижность углеводородов в зоне проникновения оказывает перераспределение водонефтегазонасыщенности и наличие

внесенных или сконденсированных в пластовых условиях веществ, находящихся во взвешенном состоянии.

Снижение подвижности жидких углеводородов в ПЗП за зоной проникновения происходит при снижении температуры и давления в околоскважинном пространстве при циркуляции бурового раствора за счет фазовых переходов (выделение твердых или газообразных компонентов).

Разрушение или деформация проницаемого пространства, которые возможны как при вскрытии пласта бурением, так и при вызове притока из него, определяются уровнем значений репрессий и депрессий на пласт.

Таблица 12.2

Причины изменения продуктивности ПЗП

Признак воздействия на ПЗП	Процессы в призабойной зоне продуктивного пласта	Причины блокады ПЗП
Термодинамическая неуравновешенность пластовых и забойных условий	Изменение свойств пластовых флюидов соответственно забойным условиям. Выделение газа из нефти. Конденсирование новообразований	Снижение подвижности пластовых флюидов. Снижение подвижности фаз ПЗП без изменения объема и структуры фильтрующего пространства
Проникновение дисперсной среды буровых растворов в ПЗП через фильтрационную корку ¹	Растворение газа в фильтрате. Высаливание и комплексообразование. Перераспределение водонасыщенности. Образование эмульсии и газовых депрессий Набухание гидратирующих минералов. Донасыщение поверхности фильтрующих каналов водной фазой. Гидрофилизация поверхности фильтрующих каналов. Адсорбция асфальтосмолистых компонентов пластовых нефтей. Адсорбция химических реагентов из фильтратов буровых растворов. Адгезия сконденсированной в пластовых условиях твердой фазы	Снижение подвижности фаз ПЗП и снижение эффективного радиуса (объема) фильтрационных каналов
Проникновение тонкодисперсной фазы в ПЗП растворов ¹	Адгезия твердой фазы буровых растворов на поверхности фильтрующих каналов. Частичная или полная закупорка фильтрующих каналов	Изменение структуры фильтрующего пространства (перераспределение пор по размерам)
Проникновение бурового раствора в ПЗП ¹	Структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора. Формирование внутренней фильтрационной корки на проницаемых стенках каналов и трещин.	Заполнение перфорационных и фильтрующих каналов и трещин загустевающей со временем суспензией
Высокое напряжение на скелет породы ²	Образование и деформация трещин. Разрушение скелета породы	Разрушение структуры фильтрующего пространства

¹Формирование зоны проникновения.

²Деформация породы.

Технология вызова из продуктивных пластов притока должна учитывать категорию блокады ПЗП. В табл. 12.3 приведены рекомендуемые способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП.

Универсального способа разрушения любого типа блокады ПЗП при вызове притока в настоящее время нет, поэтому при выборе метода воздействия на пласт необходимо учитывать состояние призабойной зоны, особенно в низкопроницаемых пластах. Различия в характере воздействия различными способами вызова притока определяются уровнем депрессии, скоростью и цикличностью ее приложения. Выбор способа вызова притока для конкретных объектов в скважине производят с учетом объективных возможностей производства. В условиях поисково-разведочного бурения определение категории блокады ПЗП затруднено и низка вероятность получения притока из низкопрочных коллекторов при приложении высоких депрессий. В этих условиях рекомендуется вызов притока из пласта осуществлять поэтапно, обеспечивая последовательное наращивание возбуждающего действия на ПЗП. Показателями этого воздействия являются: перепад давления (депрессия) и характер его приложения, разность пластовой и забойной температур. Непосредственному вызову притока из пласта может предшествовать физико-химическое воздействие на призабойную зону за счет регулирования состава жидкости освоения.

Абсолютное значение депрессии определяют, исходя из величины максимальной гидравлической репрессии, которая была при циркуляции бурового раствора в процессе вскрытия продуктивного пласта бурением. Величина депрессии должна быть более чем в 2 раза больше. В этом случае коэффициент восстановления нефтепроницаемости ПЗП достигает 60–70 %.

Минимальная депрессия, обеспечивающая разрушение блокады и движение фильтра раствора к забою, в низкопроницаемых отложениях должна быть не менее 6,5–8 МПа. Однако при депрессиях такого уровня восстановление проницаемости призабойной зоны невысокое.

Вовлечение пластовых агентов и флюидов в движение к забою скважины из фильтрующих каналов различного размера происходит неоднозначно. Снижение скорости приложения депрессии способствует более полному охвату фильтрующих каналов и, как правило, более высокому дебиту. С другой стороны, разрушение блокады ПЗП, срыв

Таблица 12.3

Способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Способы вызова и интенсификации притока	Категория блокады ПЗП, разрушаемой при применении способа
Замена раствора на более легкий раствор	I; II
Замена на аэрированные растворы	I; II
Использование струйных насосов	I; II; IV
Поршневание (свабирование)	I; II
Вытеснение раствора газом	II; IV
Нагнетание газовых пачек	II; IV
Использование пусковых отверстий	I; II
С помощью испытателя пластов	III
Метод мгновенных глубоких депрессий	III
Метод переменных давлений	III; IV; V
Метод плавного снижения и мгновенного увеличения депрессии	III; IV
Вибровоздействие	II; IV; V

фильтрационной корки эффективнее происходит при высоких скоростях приложения депрессии. Оптимальный диапазон скорости приложения депрессии 0,5–5 МПа/ч. Возбуждение притока пластового флюида или газа из закольматированной ПЗП зависит также от адгезионной активности твердой фазы буровых растворов и коллекторских свойств породы. Для глинистых и утяжеленных буровых растворов прорыв газа осуществляется в основном при срыве корок, требующем более высокой депрессии и скорости ее приложения, особенно в низкопроницаемых коллекторах.

Эффективное напряжение, испытываемое матрицей коллектора, может оказаться в этих ситуациях выше предела упругости и даже предела прочности породы. При проектировании технологии вызова притока эти процессы необходимо учитывать. В случае отсутствия прочностных данных призабойной зоны целесообразно использовать методы вызова притока с плавным приложением депрессии. Это позволит выйти на оптимальный режим при максимальных напряжениях в породах, находящихся в призабойной зоне пласта. Однако при применении для вскрытия пласта бурением бурового раствора с тонкодисперсной и адгезионно-активной твердой фазой эффективность плавного приложения депрессии снижается.

Применение неадгезионно-активной твердой фазы в буровых растворах (мел, измельченный известняк, сидерит, целестин и т.п.) с преобладанием частиц размером больше 0,005 мм обеспечивает восстановление гидропроводности ПЗП при значительно меньших депрессиях.

Этим объясняется многократно установленный положительный эффект от применения меловых и подобных буровых суспензий для вскрытия продуктивных отложений. Кислоторастворимость в данных условиях является сопутствующим благоприятным фактором.

Вымывание однообразных фильтратов буровых растворов из ПЗП производится одноцикловым воздействием.

Восстановление подвижности вязких и тиксотропных жидкостей в ПЗП обеспечивается циклическим воздействием. Создание депрессии в импульсном режиме (с частотой до нескольких сотен герц) способствует разрушению эмульсии, газовых депрессий, гидратных слоев и усадке набухших глин, а также очистке ПЗП от твердой фазы.

Таким образом, технология вскрытия пласта бурением и последующая технология вызова притока взаимосвязаны и только с учетом этой зависимости можно получить при вызове притока максимально возможную продуктивность осваемого пласта.

12.2. ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПЛАСТА. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В отечественной практике заканчивания скважин депрессию на пласт создают заменой бурового раствора в скважине на более легкий (вода, нефть, газированный раствор, пена) или снижением уровня жидкости в скважине вытеснением сжатым газом (азотом, воздухом), реже тартанием или свабированием.

Свабирование и тартание применяют очень редко из-за их взрывоопасности, низкой производительности, отсутствия надежного контроля за процессом. В США эти способы снижения давления в ПЗП применяются значительно шире, так как буровые обеспечены надежной противовыбросовой арматурой, лубрикаторами и контрольными устройствами. Так, компанией "Джиолограф-Пайонир" разработан специальный глубиномер типа "Сэндлайн" для обеспечения постоянного контроля уровня жидкости в скважине при любой скорости откачки.

В РФ разработана технология освоения скважин с использованием газификационной установки типа АГУ-8К. Производительность установки 5–6 м³/мин газообразного азота, максимальное давление до 22 МПа. Широкое применение ограничивается не только дефицитом установок, но в основном отсутствием в нефтегазовых районах страны, особенно в районах массового бурения, заводов по производству азота (заправочных станций). В США для этой цели широко используется газификационная установка фирмы "Када Прешер Контрол". Особенностью установки является наличие в комплекте лебедки с намотанными на ее барабан тонкими трубами диаметром 25–31 мм, которые при операциях по вызову притока принудительно пропускают в НКТ через лубрикатор на глубину более 5000 м. Сведения о рабочем давлении и производительности этой установки в литературе не приведены.

Способы и технологические приемы по вызову притока из пласта, применяемые в отечественной практике и за рубежом, примерно одинаковые. Однако уровень оснащенности их техническими средствами, в том числе внутрискважинным оборудованием и контролирующими устройствами, у нас значительно ниже.

В американской практике большинство скважин (исключение составляют скважины с низкими пластовыми давлениями) оборудуют специальным комплектом внутрискважинного оборудования, состоящего из НКТ, пакеров, циркуляционного клапана и других приспособлений для проведения операций по освоению и глушению скважин, созданию противодействия в межколонном пространстве для предотвращения смятия обсадных труб и защиты обсадных колонн от воздействия высокого давления и агрессии пластовых флюидов. Для этой цели в США имеются пакеры двух типов: стационарные (типа WA и TB, спускаемые соответственно на кабеле и на НКТ) и извлекаемые (типа RA, GO, PA, MA, MC, спускаемые и извлекаемые на НКТ).

Различные типоразмеры позволяют производить пакеровку в обсадных трубах диаметром от 60 до 216 мм, длина их колеблется от 0,5 до 1,2 м. Имеются одно-, двух- и многоканальные пакеры для эксплуатации многопластовых залежей. Пакеры выдерживают перепад давления до 50–60 МПа при температурах до 200 °С, отличаются высокой надежностью в работе. Их выпускают фирмы "Отис", "Бейкер" и другие. Фирмой "Бейкер" выпускается комплект устройств с подвесным гидравлическим пакером типа 43AB36×27, рассчитанным на рабочее давление 63 МПа.

В СНГ изготавливают НКТ из сталей с пределом текучести 380–750 МПа, в то время как в США этот показатель составляет порядка 420–950 МПа.

При освоении скважин в США повсеместно применяют циркуляционные клапаны, устанавливаемые над пакером, для замены жидкости, находящейся в скважине, на более легкую, закачки в заколонное пространство пакерной жидкости (с ингибитором коррозии), опрессовки пакеров в многопластовых скважинах без съема фонтанной арматуры и дополнительных спускоподъемных операций НКТ, глушения скважины перед их подъемом на поверхность. Попадание жидкости глушения при этих операциях в зону продуктивного пласта исключается.

В США применяют циркуляционные клапаны нескольких типов. Клапан типа А представляет собой муфту открытого проходного сечения с боковыми отверстиями и скользящим внутри патрубком. С помощью специального инструмента, спускаемого на канате, патрубок может перемещаться вверх (вниз), открывая (закрывая) при этом продольные боковые отверстия.

Клапан типа Х представляет собой стандартное запорное устройство с интегральным ниппелем типа Х в верхней части, открытие и закрытие производят специальным устройством, спускаемым на канате.

Такие устройства отечественной промышленностью не выпускаются.

В табл. 12.4 представлены данные о передвижных воздушных компрессорах, выпускаемых в РФ и США, которые используют при освоении скважин.

В последнее время у нас разработана передвижная компрессорная установка типа СД 9/101 на рабочее давление 9,9 МПа при подаче 9 м³/мин. Осваивается ее выпуск для нефтяной промышленности, ведутся работы по созданию более совершенных моделей.

Таблица 12.4

Характеристика передвижных воздушных компрессоров, выпускаемых в РФ и США

Параметр	США				РФ			
	Фирма "Инжер- солл- Рэнд"	Фирма "Элиот"			Тип компрессора			
		Модель						
		38MB	32MB	25MB	УКП-80	КС 16/100	КПУ 16/250	СД 9/101
Мощность, кВт	3169,2	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	220,6	301,5	500,1	132,4
Подача, м³/мин	85	600	300	100	8	16	16	9
Давление нагнетания, МПа	10,5	20	50	70	8	10	25	9,91
Масса, т	6,35	13,2	9,53	7,3	16,1	23	28,5	10

Из приведенных данных (см. табл. 12.4) следует, что выпускаемые отечественной промышленностью передвижные компрессоры уступают зарубежным по мощности и характеризуются более низкими пределами подачи и давления нагнетания. Кроме того, производственные предприятия отрасли не обеспечены этим оборудованием, что сдерживает широкое внедрение прогрессивных (более технологичных и безопасных) способов освоения скважин с применением пенных систем.

В РФ разработан и прошел приемочные испытания передвижной агрегат ПНКА-1 для приготовления и нагнетания пены или аэрированной жидкости. Производительность агрегата (по пене) $10 \text{ м}^3/\text{ч}$, максимальное давление нагнетания 10 МПа, содержание воздуха в пене 35–45. Следует также отметить, что получаемая с помощью этого агрегата пена имеет недостаточную степень аэрации (до 45), что не позволит его эффективно использовать при освоении многих скважин.

В последние годы в РФ и за рубежом проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологических процессов освоения скважин с применением так называемых самогенерирующихся пенных систем. Вспенивание растворов производится газами, выделяющимися при химических и термохимических процессах, происходящих непосредственно в скважине. Проведенными исследованиями показана перспективность этого способа — исключается частично или полностью необходимость применения специального оборудования (например, компрессоров высокого давления), повышается технологичность и безопасность работ.

В последнее время большое внимание уделяется предупреждению загрязнения окружающей среды, в частности, при освоении скважин. В США с этой целью фирмой "Бейкер" выпускаются две модели горелок для сжигания сырой нефти, газа, газового конденсата вместе с поступающими с ними инертными флюидами.

Модель L — обеспечивает бездымное сгорание при производительности $320 \text{ м}^3/\text{сут}$ и до $1600 \text{ м}^3/\text{сут}$ по нефти или $1019000 \text{ м}^3/\text{сут}$ по газу при давлении 1,5 МПа.

Модель S — обеспечивает бездымное сгорание $80 \text{ м}^3/\text{сут}$, $560 \text{ м}^3/\text{сут}$ по нефти или $439600 \text{ м}^3/\text{сут}$ по газу при 2,1 МПа.

Сжигание поступающего из скважины флюида обеспечивает чистоту вокруг буровой, что особенно важно при строительстве морских скважин.

12.3. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАБОТА КОМПЛЕКСА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И НАГНЕТАНИЯ В СКВАЖИНУ АЭРИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ

Этот комплекс включал следующее оборудование: цементировочный агрегат 124ВН фирмы "Байрон Джексон" со смесительным устройством, компрессор и азотные установки, аэратор для ввода аэрирующего агента в раствор, гидравлический активатор, модель скважины, нагнетательный и возвратный трубопроводы с запорной арматурой, пробоотборниками аэрированных растворов и контрольно-измерительной аппаратурой и приборами [21]. Схема расположения оборудования приведена на рис. 12.1.

Цементировочный агрегат 124ВН (рис. 12.2) включает: шасси автомобиля 1, палубный (верхний) двигатель с гидротрансформатором 2, мерный бак 3, панель управления 4, цементировочный насос "Пейсмейкер" 5, запасное колесо 6, подпорный насос с гидроприводом 7, карданный вал привода цементировочного насоса 8, манифольд агрегата 9, центробежный водоподающий насос с приводом 10, разборный трубопровод 11, коллектор выхлопных газов 12.

Агрегат имеет в своем составе систему приготовления тампонажного раствора и пневматическую систему контроля его плотности.

Техническая характеристика цементировочного агрегата 124ВН

Тип агрегата	Передвижной на шасси автомобиля
Максимальное давление при подаче 1,5 л/с (при диаметре плунжера 30 мм), МПа	105
Максимальная подача при давлении 5,5 МПа (при диаметре плунжера 152 мм), л/с	39,5
Габаритные размеры агрегата, мм:	
длина	9500
ширина	2440
высота	3810
Масса агрегата, кг	17940
Приводная мощность палубного (верхнего) двигателя при частоте вращения его вала 2100 об/мин, кВт	265
Гидравлическая мощность насоса, кВт	217,2
Передающее отношение механизма насоса	4,06 : 1; 3,13 : 1

Трехплунжерный цементировочный насос "Пейсмейкер" (рис. 12.3) в отличие от отечественных цементировочных насосов в приводной части имеет на трансмиссионном и коренном валах подшипники скольжения, что значительно снижает его массу.

Оригинально расположение приемных клапанов. Уплотнения плунжеров и клапанов выполнены из специальных материалов, что значительно увеличивает их работоспособность. Привод насоса от палубного (верхнего) дизельного двигателя через гидropередачу и карданный вал. Режимы работы насоса приведены в табл. 12.5.

Насос может быть выполнен с одним из двух гидроблоков — нормаль-

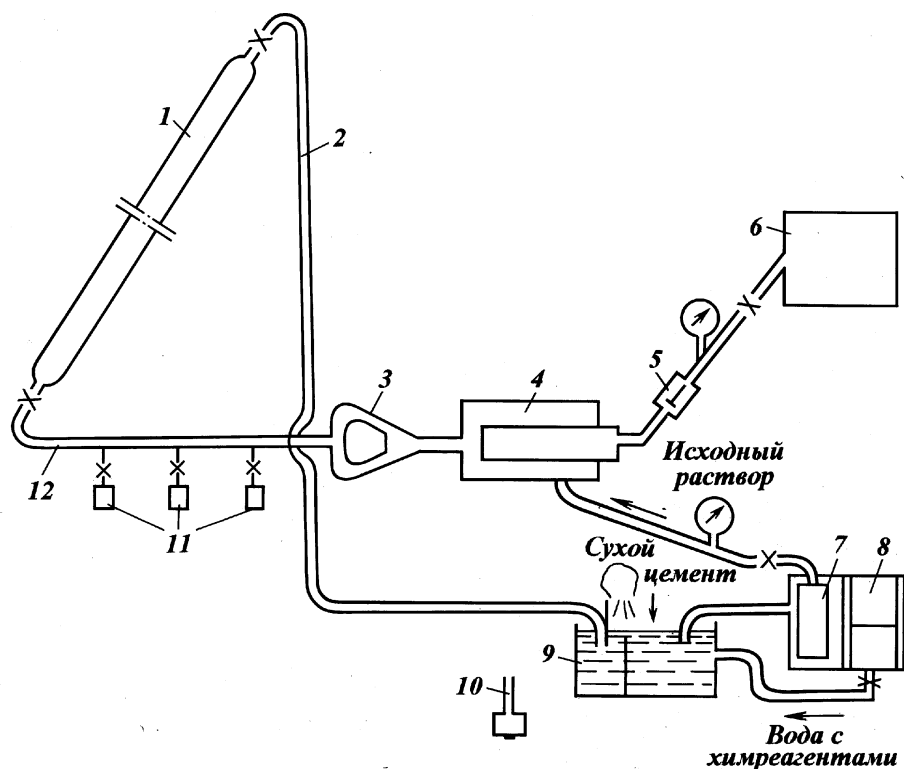


Рис. 12.1. Схема расположения оборудования для приготовления аэрированных растворов: 1 — модель скважины; 2 — возвратная линия; 3 — гидравлический активатор; 4 — аэратор; 5 — обратный клапан; 6 — компрессор или азотная установка; 7 — цементирующий насос; 8 — мерные емкости агрегата; 9 — приемный бачок; 10 — аэрометр; 11 — пробоотборники; 12 — нагнетательная линия

Таблица 12.5

Режимы работы трехплунжерного насоса "Пейсмейкер" при частоте вращения приводного вала насоса 2100 об/мин

Включенная передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Максимальное рабочее давление (МПа) при диаметре плунжера, мм					
		90	100	115	127	140	152
I	50	105	87,5	70,0	59,5	49,0	42,0
II	100	72,6	55,6	43,9	35,6	29,4	24,7
III	150	48,4	37,0	29,3	23,7	19,6	16,5
IV	300	24,2	18,5	14,6	11,9	9,8	8,2
V	450	16,1	12,5	9,8	7,9	6,5	5,5

Продолжение табл. 12.5

Включенная передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Подача (л/с) при диаметре плунжера, мм					
		90	100	115	127	140	152
I	50	1,5	1,95	2,47	3,05	3,7	4,4
II	100	3,0	3,9	4,95	6,1	7,4	8,8
III	150	4,5	5,8	7,4	9,15	11,1	13,2
IV	300	9,0	11,7	14,8	18,3	22,2	26,4
V	450	13,5	17,6	22,3	22,4	33,3	39,5

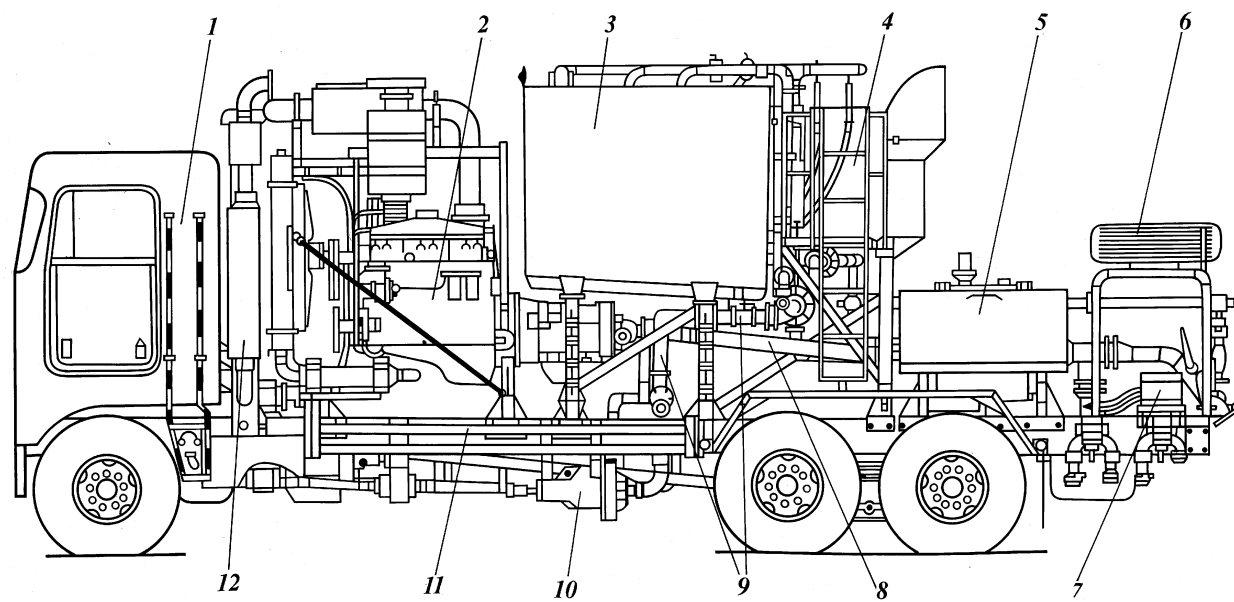


Рис. 12.2. Цементирующий агрегат 124ВН

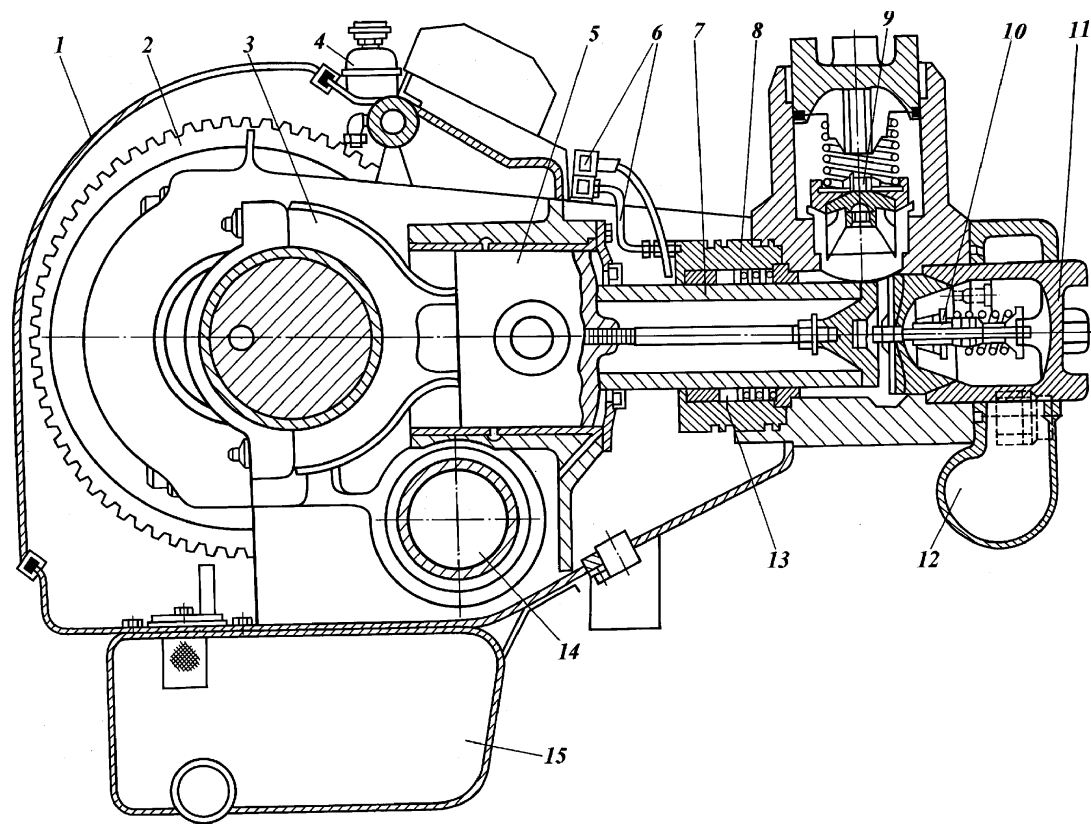


Рис. 12.3. Цементирующий насос "Пейсмейкер":

1 — крышка приводной части станины; 2 — шестерня коренного вала; 3 — шатун; 4 — сапун; 5 — крейцкопф; 6 — система смазки; 7 — плунжер в сборе; 8 — корпус гидравлической части; 9 — нагнетательный клапан в сборе; 10 — приемный клапан в сборе; 11 — крышка приемного клапана; 12 — приемный коллектор; 13 — уплотнение плунжера; 14 — трансмиссионный вал; 15 — масляный резервуар

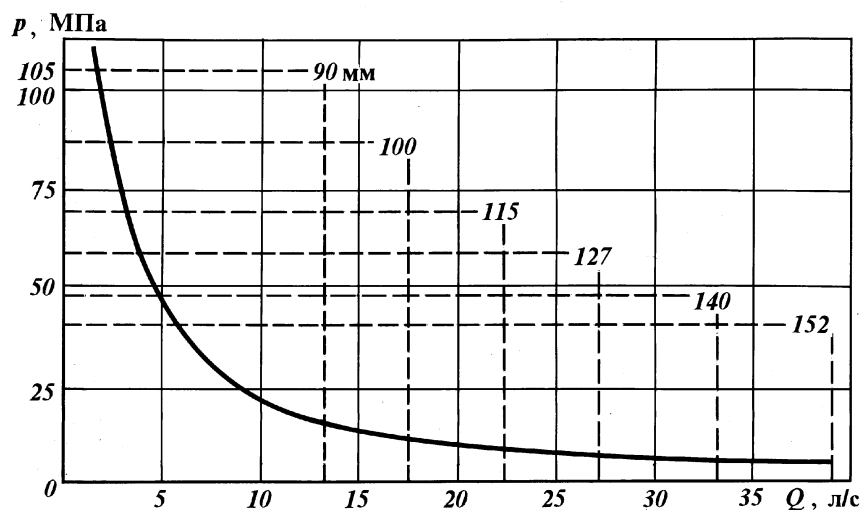


Рис. 12.4. График для определения рабочего давления и подачи насоса цементировочного агрегата 124ВН при различных диаметрах плунжера

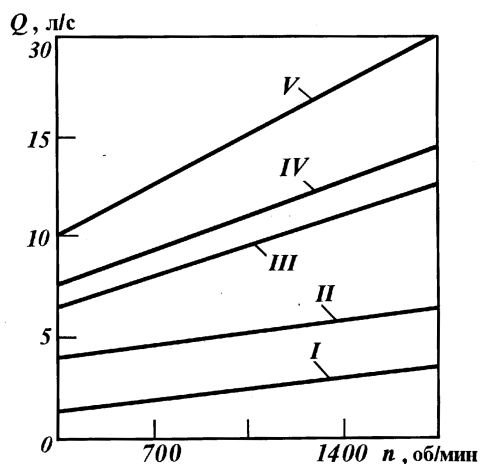


Рис. 12.5. Зависимость подачи от частоты вращения приводного вала и включенной передачи (I–V) для насоса "Пейсмейкер" с плунжерами диаметром 127 мм

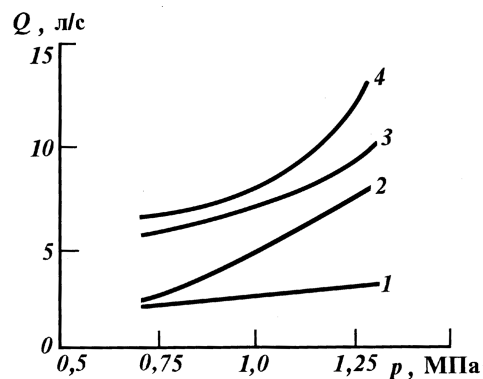


Рис. 12.6. Зависимость давления от подачи водоподающего насоса при работе с различными по размерам щелевидными насадками (1–4)

ным с плунжерами диаметром 90, 100, 115 и 127 мм и увеличенным с плунжерами диаметром 127, 140 и 152 мм. При этом величины максимально возможных давлений и подач можно определить по графику рис. 12.4.

Изменения фактической подачи насоса "Пейсмейкер" с плунжерами диаметром 127 мм при проведении экспериментов с использованием технической воды приведены на графике рис.12.5.

Водоподающий насос центробежного типа с механическим приводом от тягового двигателя автомобиля вместе со смесительным устройством, в котором установлена обойма с четырьмя щелевидными насадками, по техническим данным должен обеспечивать приготовление 26 л/с тампонажного раствора плотностью 2,2 г/см³.

В процессе испытаний водоподающего насоса и смесительного устройства с использованием технической воды выяснилось, что величина фактической подачи воды на затворение через все штуцера на всех возможных режимах работы (рис. 12.6) не обеспечит производительности приготовления тампонажного раствора, указанной в технической характеристике.

Подпорный насос центробежного типа имеет привод от гидравлической системы автомобиля и позволяет откачивать весь тампонажный раствор, приготовленный смесительной системой агрегата, из цементного бачка в приемную линию цементировочного насоса.

На панели управления агрегата кроме рычагов управления механизмами расположены приборы контроля режимами работы обоих двигателей и цементировочного насоса (расходомер и манометр), а также показывающий прибор пневматического плотномера закачиваемого раствора с пределами измерения плотности $1,0 - 2,2 \text{ г/см}^3$.

Максимальная продолжительность работы агрегата с использованием двух насосов составляет три часа, при этом расход топлива составляет 450 л.

Для приготовления азрированного раствора использовали азратор и гидроактиватор, конструкции которых широко известны. При проведении экспериментов через эту систему прокачивали техническую воду с целью определения потерь давления (рис. 12.7) для использования в гидравлическом расчете процесса цементирования.

В качестве азрирующего агента использовали воздух и азот, которые подавались в азратор системы через трубопровод с обратным клапаном. Количество подаваемого азрирующего агента регулировалось задвижкой, установленной перед обратным клапаном. При использовании азотных установок расход азота можно определять по графику, построенному для трех типов установок (рис. 12.8).

При проведении экспериментов вначале использовали для азрации буровой раствор плотностью $\rho = 1,435 \text{ г/см}^3$ и вводили через азратор в него воздух под давлением 0,5 и 0,7 МПа (последовательно). При этом плотность раствора соответственно снизилась до 1,36 и 1,35 г/см^3 . Через 30 мин плотность раствора в открытых емкостях повысилась до $\rho = 1,37 \text{ г/см}^3$ (рис. 12.9, кривые 1 и 2).

В такой же раствор плотностью $\rho = 1,435 \text{ г/см}^3$ ввели химические реагенты (SLS, SME, NFL, CaCl_2) и получили раствор плотностью $\rho = 1,02 \text{ г/см}^3$. Затем этот раствор стали прокачивать через азратор, в который последовательно подавали воздух под давлением 0,35 и 0,525 МПа. При этом получили растворы плотностью соответственно $\rho = 0,92$ и $\rho = 0,88 \text{ г/см}^3$ (кривые 3 и 4). После 30 мин выдерживания растворов в открытых емкостях их плотность повысилась и составила $\rho = 0,95 \text{ г/см}^3$.

Во всех этих экспериментах раствор подавался в азратор с постоянной подачей $q = 4,85 \text{ л/с}$, а воздух подавался через диафрагму с отверстием диаметром 8 мм.

Эти эксперименты, в проведении которых участвовал Н.К. Тяги, подтверждают возможность значительной азрации бурового раствора с использованием цементировочного оборудования.

Аналогичные эксперименты провели по азрации цементного раствора следующей рецептуры (в % от массы цемента).

При этом воздух подавался в азратор под постоянным давлением, равным 0,7 МПа, а подачу раствора изменяли ступенчато от 20 до 5 л/с.

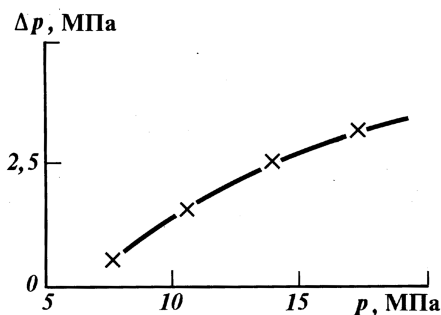


Рис. 12.7. Потери давления в системе аэра-тор – гидроактиватор

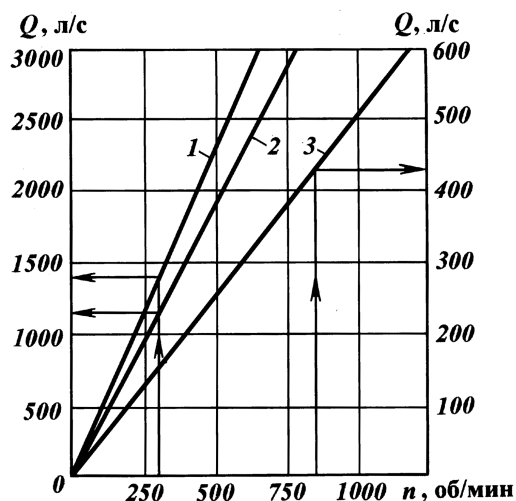


Рис. 12.8. График для определения подачи азота передвижными установками в зависимости от частоты вращения приводного вала их насосов:

1 – установка “Фракмастер” с диаметром плунжеров 50 мм; 2 – установки типа 272, 273, 2801-3 с диаметром плунжеров 50 мм; 3 – установка “Ноуско” с диаметром плунжеров 25 мм

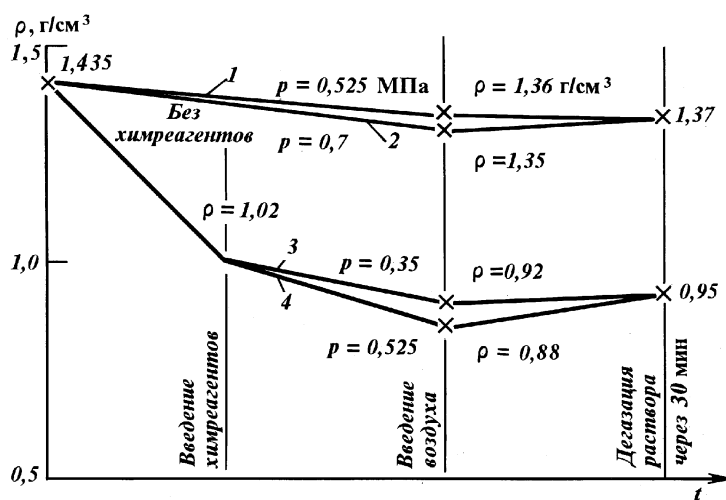


Рис. 12.9. Изменение плотности бурового раствора при его аэрации

Цемент.....	100
Вода.....	40
SLS.....	0,3
SME.....	0,2
NFL.....	2 ÷ 0,5
CaCl ₂	0,5

В техническую воду плотностью $\rho_{\text{в}} = 1,0 \text{ г/см}^3$ ввели химические реагенты и после перемешивания получили жидкость затворения плотностью $\rho_{\text{з}} = 0,8 \text{ г/см}^3$. Таким образом, разница составила $\Delta\rho = 0,2 \text{ г/см}^3$ (рис. 12.10). Эту же воду плотностью $\rho_{\text{в}} = 1,0 \text{ г/см}^3$ стали прокачивать через систему

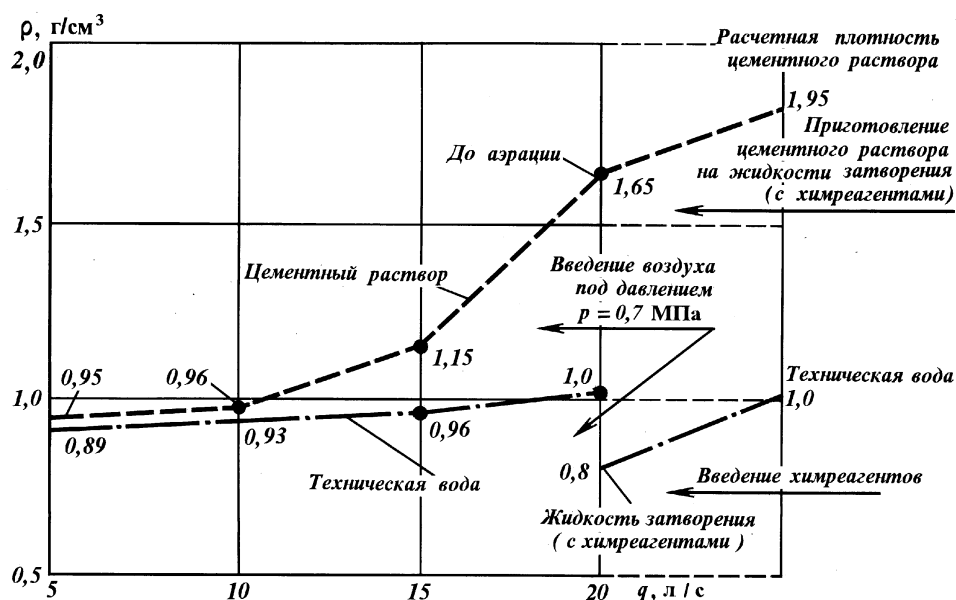


Рис. 12.10. Зависимость плотности раствора и воды при аэрации от темпа нагнетания при постоянном расходе воздуха

аэратор — активатор, постепенно уменьшая подачу, при стабильной подаче воздуха в аэратор под давлением $p = 0,7$ МПа. Плотность воды при этом снижалась за счет увеличения доли воздуха в ней и составила $\rho_v = 0,89$ г/см³ при подаче $q = 5$ л/с. При этом $\Delta\rho_v = 0,11$ г/см³.

При приготовлении цементного раствора указанной рецептуры, расчетная плотность которого $\rho_{p,p} = 1,95$ г/см³, был получен раствор плотностью $\rho_p = 1,65$ г/см³ ($\Delta\rho_p = 0,3$ г/см³). Проводя аэрацию этого раствора по той же методике, что и аэрацию технической воды, получили при его подаче в систему аэратор — гидроактиватор с постепенным ее уменьшением снижение плотности раствора до $\rho_{a,p} = 0,95$ г/см³ (при $q_p = 5$ л/с и $p_{воз} = 0,7$ МПа) и разница $\Delta\rho_p$ составила $1,0$ г/см³.

Определим необходимое количество воздуха для аэрации 1 м³ раствора на поверхности, т.е. какое количество воздуха из атмосферы может вобрать в себя раствор использованной рецептуры только за счет введения в жидкость затворения химических реагентов:

$$V_x = \frac{1,95 - 1,65}{1,65 - 0,0013} = 0,18 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

Количество воздуха, введенного в 1 м³ цементного раствора при аэрации в описанном эксперименте,

$$V'_x = \frac{1,95 - 0,95}{0,95 - 0,0013} = 1,05 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

В реальных условиях цементирования, когда темп приготовления и нагнетания тампонажного раствора в скважину будет в $3-5$ раз выше, чем в

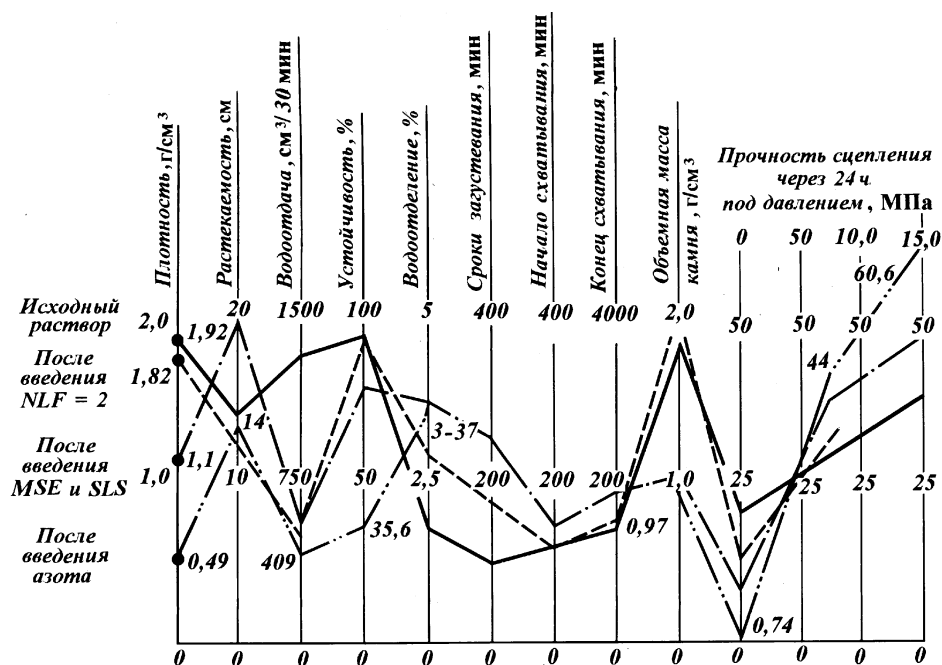


Рис. 12.11. Диаграммы изменения параметров тампонажных растворов и цементного камня при проведении лабораторных исследований

проведенном эксперименте, для достижения заданной плотности раствора на поверхности необходимо будет вводить в него соответственно увеличенное количество аэрирующего агента, которое можно определить заранее по графику (см. рис. 12.10).

При проведении аэрации тампонажного раствора этой же рецептуры в лабораторных условиях с использованием в качестве аэрирующего агента азота полученные данные несколько отличались от стантовых с применением цементировочного оборудования. Поэтому после подбора рецептуры тампонажного раствора в лаборатории для цементирования конкретной скважины необходимо, особенно для осложненных скважин, эту рецептуру приготовить в промысловых или стантовых условиях с применением цементировочного оборудования и провести лабораторные испытания цементного раствора и камня с целью корректировки рецептуры.

Для проведения лабораторных испытаний использовали ту же рецептуру тампонажного раствора, что и при стантовых. Методика приготовления раствора была общепринятой и отличалась только тем, что готовились четыре порции раствора: 1-я — с добавкой CaCl_2 ; 2-я — с CaCl_2 и реагентом-стабилизатором NLF-2; 3-я — с CaCl_2 , NLF-2 и реагентами-пенообразователями SME и SLS; 4-я — по составу как 3-я, но с введением азота под давлением 0,7 МПа в порцию раствора в течение 15 мин.

Кроме плотности были определены некоторые другие параметры получаемых растворов, а также ряд параметров цементного камня.

На рис. 12.11 приведены диаграммы изменения параметров этих растворов и полученного из них цементного камня при проведении лабораторных исследований.

12.4. ТИПОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН В РФ И США

Применяемые в РФ типовые технологические схемы освоения скважин и последовательность операций при этом представлены на рис. 12.12. Почти повсеместно в отрасли распространена схема I, наиболее простая, но имеющая существенные недостатки: отсутствие изоляции обсадной колонны от высоких забойных давлений в скважине и агрессивности продукции.

Схема II приемлема при наличии открытых забоев, а схема III — для условий сероводородсодержащих месторождений с использованием специального комплекса оборудования управляемых клапанов (типа КУСА, КОУК), который позволяет повысить безопасность эксплуатации скважин.

Вызов притока флюида из пласта базируется на снижении забойного давления в скважине ниже пластового, т.е. создании депрессии на пласт.

Депрессия на пласт при использовании технологических схем I и II (см. рис. 12.12) обычно создается заменой бурового раствора в скважине на более легкий, затем на воду, нефть, пену, газированную жидкость. Для создания более глубоких депрессий используются методы снижения уровня жидкости в скважине путем вытеснения жидкости сжатым газом (воздухом, азотом), тартанием или свабированием.

Как уже указывалось выше, в отечественной практике свабирование и тартание применяют очень редко из-за взрывоопасности процессов, отсутствия надежного контроля за ними.

В качестве технических средств для подачи жидкости и газа при освоении скважин применяются цементируемые агрегаты, воздушные передвижные компрессорные станции типа У КП-80. КС-16/100, СД-9/101, азотные автомобильные газификационные установки типа АГУ-8К.

Особого внимания заслуживают вопросы освоения сероводородсодержащих месторождений, так как агрессивный и ядовитый сероводород осложняет или совсем исключает использование уже известных и апробированных технологий, например, снижение уровня жидкости или аэрацию воздухом. Если для месторождений с высокими пластовыми давлениями проблем с созданием депрессии на пласт нет, для них достаточно лишь заменить буровой раствор на более легкий, то для скважин с аномально низкими и близкими к нормальным пластовыми давлениями апробированных технологий в отрасли до последнего времени не было. Схема такого технологического процесса представлена на рис. 12.13.

Сущность технологического процесса для конкретного месторождения Жанажол ПО "Актюбинскнефтегаз" заключается в следующем.

После спуска, цементирования и опрессовки обсадной колонны глинистый раствор плотностью $1,18 \pm 0,02 \text{ г/см}^3$, используемый для вскрытия про-

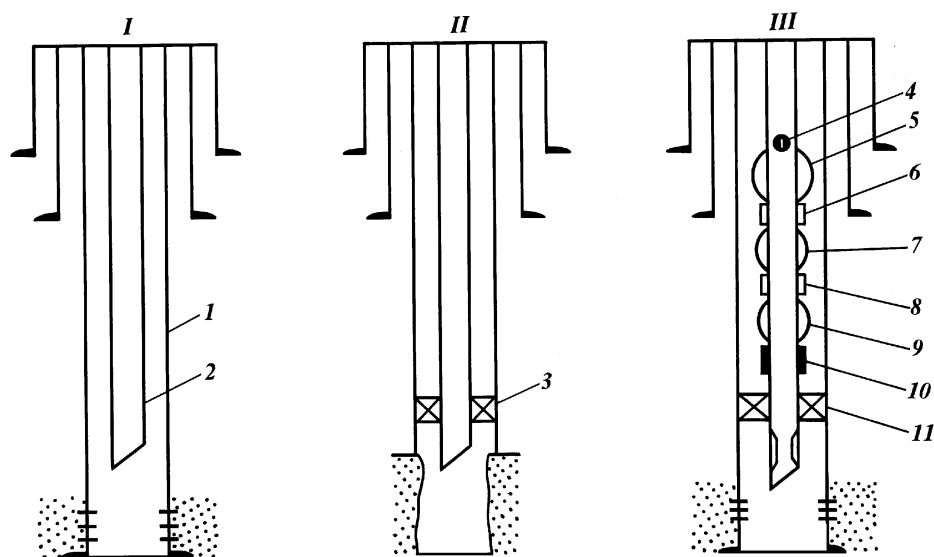


Рис. 12.12. Типовые схемы освоения скважин, применяемые в РФ:

I — общепринятая схема освоения скважин; II — схема освоения с пакером; III — схема освоения с комплектом оборудования; 1 — обсадная колонна; 2 — НКТ; 3 — пакер; 4 — клапан безопасности; 5 — пакер, обеспечивающий циркуляцию жидкости при закачивании; 6 — телескопическое соединение; 7 — клапан, обеспечивающий циркуляцию; 8 — клапан пропуска ингибитора; 9 — разъединительное соединение; 10 — пакер с якорем; 11 — упорное кольцо для опускаемого клапана

дуктивного пласта бурением, заменяется в скважине на раствор хлористого кальция плотностью $1,11 \pm 0,2 \text{ г/см}^3$, на котором и осуществляется перфорация скважины.

Репрессия на пласт при этом 2,0–2,2 МПа. После спуска насосно-компрессорных труб (НКТ), оборудованных комплексом управляемых клапанов (на этом месторождении используются КОУК-Э отечественного производства), монтажа и наладки наземного оборудования для его управления первоначально создается депрессия на пласт с одновременным формированием защитной антикоррозийной пленки на поверхности труб путем замещения раствора хлористого кальция 10 %-ным раствором ингибитора "Север-1" в нефти. Величина этой депрессии будет в пределах $5 \pm 5,3 \text{ МПа}$. Если скважина не заработает, то создают повышенную депрессию на пласт. Достигается это вытеснением нефти из внутреннего пространства НКТ пеной, получаемой на поверхности с помощью передвижной компрессорной установки (УКР-80), и эжектора, или газообразным азотом, получаемым с помощью газификационной установки типа АГУ-8К.

Пена или азот нагнетается в трубное пространство НКТ при открытых отверстиях в нижней скважинной камере и открытом затрубном пространстве. После закачки расчетного объема рабочего агента (пена, азот) затрубное пространство герметизируют, в скважинную камеру устанавливают глухую пробку, изолируя трубное пространство от затрубного. После этого открывается трубное пространство и производится сброс рабочего агента на НКТ, в результате чего происходит снижение забойного давления, а следовательно, создается депрессия на продуктивный пласт. При использовании

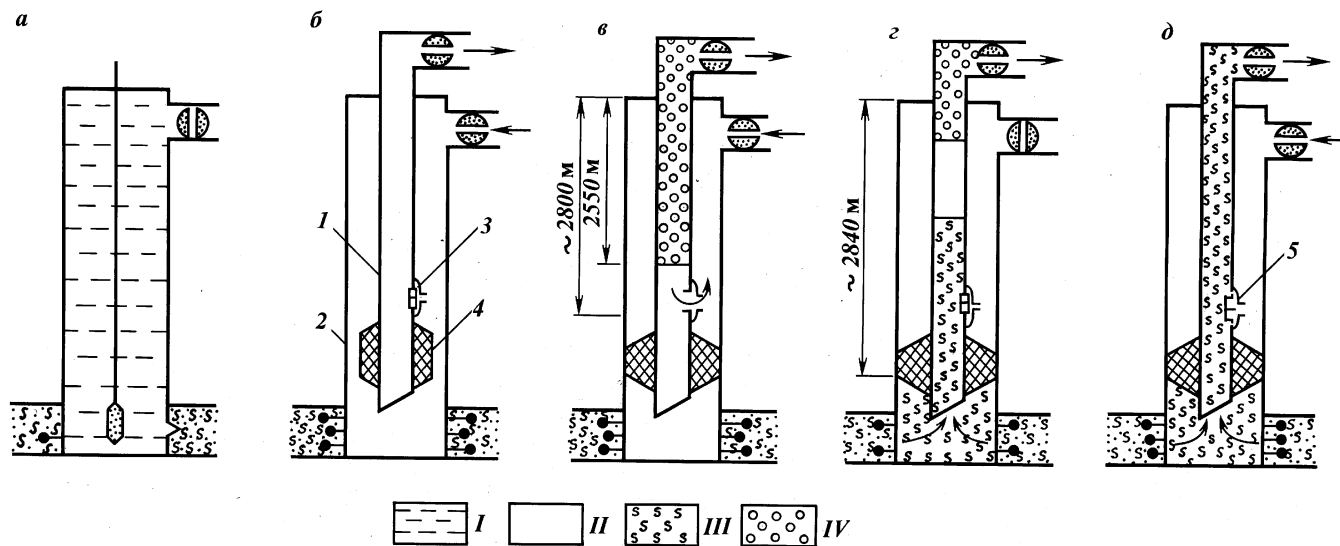


Рис. 12.13. Схема вызова притока нефти, содержащей H_2S , на скважинах месторождения Жанажол (коэффициент аномальности пластового давления не выше 1,3):

‡ — перфорация; · — ингибирование труб, оборудования; „ — вытеснение нефти пеной или азотом; „ — вызов притока; % — работа скважины, ингибирование продукции; I — раствор $CaCl_2$; II — ингибированная нефть; III — пластовая нефть; IV — пена (азот); 1 — НКТ; 2 — обсадная колонна; 3 — нижняя скважинная камера; 4 — пакер; 5 — ингибиторный клапан

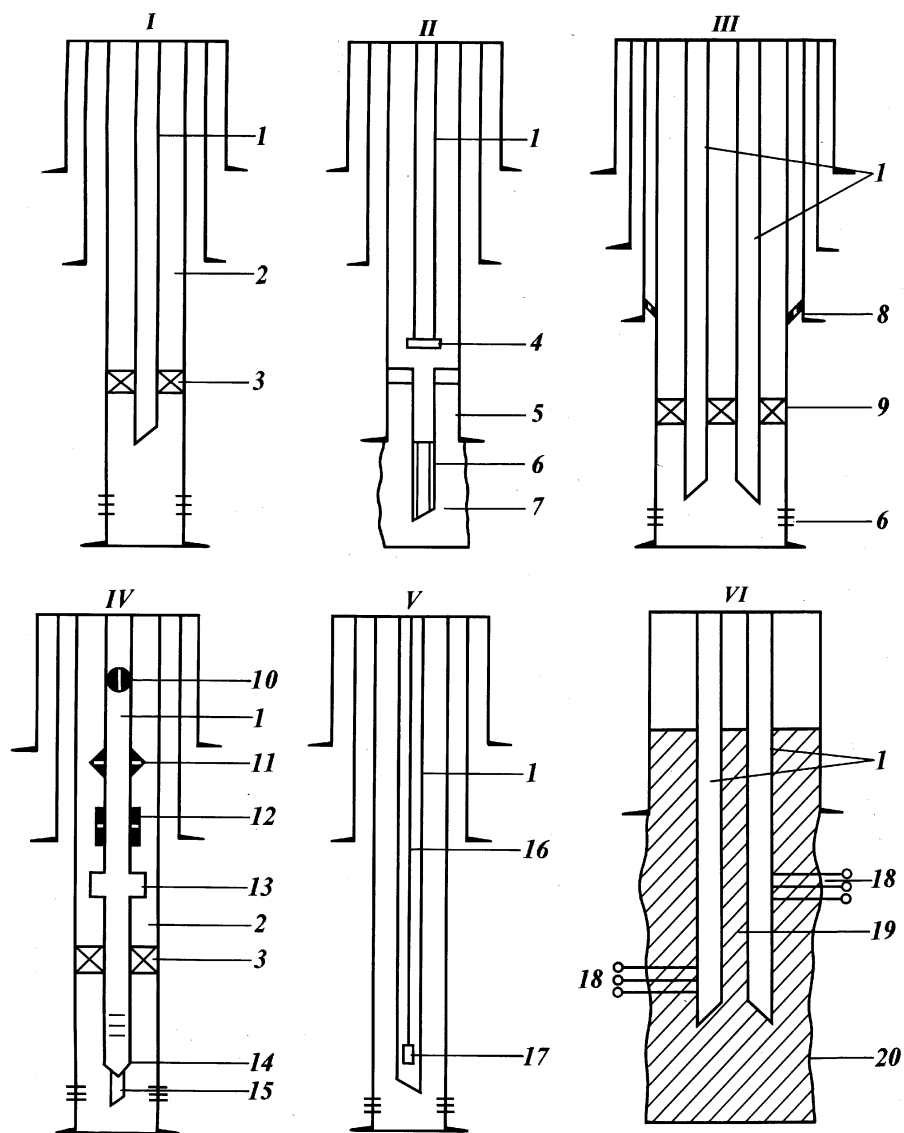


Рис. 12.14. Схемы освоения скважин (I–VI), применяемые в США:

1 — НКТ; 2 — надпакерная жидкость; 3 — пакер; 4 — погружной насос; 5 — эксплуатационная колонна; 6 — хвостовик; 7 — гравийная набивка; 8 — колонна для подвески хвостовика; 9 — двухтрубный пакер; 10 — клапан-отсекатель; 11 — ингибиторный клапан; 12 — циркуляционный клапан; 13 — уплотнительный узел; 14 — посадочный nipple; 15 — перфорированный патрубок; 16 — колонна насосных штанг; 17 — вставной штанговый насос (эжекторный); 18 — перфорированный пласт; 19 — цементный стакан; 20 — необсаженный ствол

пены в качестве рабочего агента можно создавать депрессии на пласт до 14 МПа, а при использовании азота — до 20 МПа. После появления притока глухая пробка в скважинной камере заменяется ингибиторным клапаном, через который производится подача ингибитора коррозии в приток нефти.

Следует отметить, что надежность работы применяемого на месторождении Жанажол внутрискважинного оборудования (КОУК-Э) недостаточно высока и оно требует усовершенствования. Кроме того, отсутствие отечественного оборудования и труб в антикоррозионном исполнении требует их закупки за рубежом, что значительно удорожает строительство скважин на подобных месторождениях.

В зарубежной практике имеется значительно больший выбор технологических схем заканчивания скважин. Наиболее распространенные из них представлены на рис. 12.14. Последовательность операций этих схем приведена ниже.

Схема I: перфорация; спуск НКТ (диаметр 83 мм); оборудование устья; установка пакера; вызов притока с помощью специальных автономных установок с непрерывными (гибкими) колоннами.

Схема II: разбуривание цементного стакана; бурение и расширение ствола скважины против продуктивного пласта; спуск и установка хвостовика; гравийная набивка расширенного интервала; спуск НКТ, оборудованных погружным насосом; оборудование устья скважины; вызов притока с помощью погружного насоса.

Схема III: перфорация; спуск параллельных колонн НКТ — 1-я для закачки ингибитора, 2-я для отвода нефти (диаметр 60 мм); оборудование устья; установка двухтрубного пакера; создание депрессии; перфорация через НКТ; вызов притока.

Схема IV: перфорация; установка стационарного пакера с дополнительным уплотнением; спуск НКТ (диаметр 73 мм) через пакер с дополнительным уплотнением; вызов притока с помощью специальных автономных установок и с непрерывной (гибкой) колонной труб.

Схема V: перфорация; спуск НКТ (диаметр 73 мм); спуск колонн штанг с вставным штанговым насосом; оборудование устья; вызов притока с помощью вставного насоса.

Схема VI: вскрытие бурением продуктивного пласта; спуск параллельных колонн НКТ (диаметр 73 мм); цементирование колонн НКТ; оборудование устья; создание депрессии; перфорация через НКТ выбранных интервалов; отработка скважины.

Особенностью этих технологических схем является их более высокая техническая оснащенность, а также направленность на сокращение общих затрат на разработку месторождения (многорядное заканчивание, одновременно-раздельная эксплуатация нескольких горизонтов).

Для вызова притока в зарубежной практике широко используются передвижные азотные газификационные установки. Имеющийся широкий типоразмерный ряд этих установок производительностью от 1800 до 9000 $\text{нм}^3/\text{ч}$ по газообразному азоту на рабочие давления от 40 до 70 МПа и выше обеспечивает эффективность проведения всей гаммы внутрискважинных работ: снижение забойного давления вплоть до полного «осушения» скважины; перфорацию при депрессии на пласт в среде азота; азотно-кислотные воздействия на пласт и ряд других операций. Использование азота обеспечивает полную взрывобезопасность процессов.

В зарубежной практике с 1970 г. все более широкое распространение находят технологические процессы освоения скважин с использованием специального оборудования с непрерывной колонной труб, которое значительно облегчает и ускоряет спускоподъемные операции. Оборудование

смонтировано на шасси автомобиля и включает в себя барабан большого диаметра с намотанной на нем колонной труб диаметром 19–25 мм. Длина наматываемых на барабан труб колеблется от 700 до 5500 м. Специальный механизм подачи через лубрикатор может подавать гибкие трубы непосредственно в НКТ, находящиеся под давлением. Газообразный азот, спецжидкости и другие агенты подаются через ступицу барабана и по гибким трубам в скважину. Агрегат обслуживается одним оператором. Предназначена такая установка для самых различных операций: очистки песчаных пробок, замены одного типа жидкости другой жидкостью или газом (при вызове притока), цементирования, кислотных обработок, гидровзрыва пласта, спуска и подъема под давлением и др. Работы могут проводиться при давлениях до 31 МПа.

12.5. ВЫЗОВ ПРИТОКА

12.5.1. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Величина депрессии при вызове притока ограничена следующими требованиями [197]. Градиент давления α на цементную оболочку обсадной колонны со стороны водоносных пропластков или подошвенных вод не должен превышать 2 МПа [198]. Тогда депрессия на пласт определится формулой

$$p_1 \leq p_{\text{пл}} - (p_{\text{пл}} - \alpha h), \quad (12.1)$$

где $p_{\text{пл}}$ — давление в водоносном пласте или на ВНК, МПа; h — высота качественной цементной оболочки между водоносным пропластком или ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м.

Перепад давлений на эксплуатационной колонне не должен превышать установленного требованиями нормативных документов [132]. Устойчивость призабойной зоны пласта обеспечивается при выполнении соотношения [17]

$$p_2 \leq \sigma_{\text{сж}} - 2(\xi p_{\text{г}} - p_{\text{пл}}), \quad (12.2)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ — предел прочности породы пласта на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа; $p_{\text{г}}$ — вертикальное горное давление, МПа; ξ — коэффициент бокового распора.

Горные давления определяются средней плотностью вышележащих пород $\rho_{\text{ср}}$ (г/см³) с учетом содержащихся в них жидкостей:

$$p_{\text{г}} = 0,01 \rho_{\text{ср}} H, \quad (12.3)$$

где H — глубина залегания пласта, м.

Коэффициент бокового распора определяется через коэффициент Пуассона ν :

$$\xi = \frac{\nu}{1 - \nu}. \quad (12.4)$$

Обычно $\rho_{\text{ср}} = 2,3 \div 2,5$ г/см³.

Данные о коэффициенте Пуассона приведены в табл. 12.6.

Поскольку формула (12.2) является приближенной, а точность определения $\sigma_{\text{сж}}$ весьма невысока, уточненное значение величины депрессии Δp_3 рекомендуется устанавливать экспериментально для каждого месторождения по специальным методикам (например, методом многоцикловых испытаний). Для трещиноватых коллекторов снижение давления в призабойной зоне не должно приводить к смыканию трещин [108]:

$$p_3 \leq \frac{aE}{4l(1 - \nu^2)}, \quad (12.5)$$

где a — раскрытие трещин, мм; l — длина трещин, мм; E — модуль упругости породы пласта, МПа (см. табл. 12.6); ν — коэффициент Пуассона.

Таблица 12.6

Модуль упругости и коэффициент Пуассона для горных пород

Порода	ν	$E \cdot 10^{-4}$, МПа
Глины пластичные	0,38–0,45	—
Глины плотные	0,25–0,35	—
Глинистые сланцы	0,10–0,20	—
Известняки	0,28–0,33	6–10
Песчаники	0,30–0,35	3–7
Песчаные сланцы	0,16–0,25	2,4–3,0
Гранит	0,26–0,29	6,6

Депрессия на пласт должна обеспечивать перепад давлений, необходимый для преодоления сил сопротивления движению жидкости в призабойной зоне,

$$\Delta p_4 \geq p_{\text{сопр}} \quad (12.6)$$

Величина $p_{\text{сопр}}$ зависит от коллекторских свойств пласта и степени загрязнений призабойной зоны при вскрытии. Как правило, она составляет 2–5 МПа и определяется экспериментально при освоении скважин.

Для слабосцементированных пластов (коэффициент сцепления $K_{\text{сц}} = 0,2 \div 1,4$ МПа) во избежание разрушения призабойной зоны депрессию необходимо создавать плавно. Темп снижения забойного давления рекомендуется не выше 0,2 МПа/мин.

Интервал времени между окончанием перфорации и началом вызова притока должен быть минимальным, т.е. соответствовать существующим нормам времени на проведение работ, предшествующих вызову притока (спуск НКТ, оборудование устья и т.д.). При перфорации на депрессии вызов притока следует осуществлять сразу после ее проведения. Вызов притока из пласта достигается во всех случаях путем снижения забойного давления одним из методов, указанных в табл. 12.7. Забойное давление снижается до получения притока либо до достижения допустимой депрессии на пласт.

Продукция пласта, получаемая при освоении и отработке скважины, после ее очистки от бурового раствора должна направляться в нефтесборную сеть [230].

Для скважин, перфорируемых при депрессии, в случае отсутствия притока после перфорации забойное давление снижается до допустимо возможного согласно технологическому регламенту.

Вызов притока из пластов с повышенными и аномально высокими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии на пласт путем замены бурового раствора на более легкую жидкость.

Вызов притока из пластов с нормальными и аномально низкими пластовыми давлениями осуществляется созданием депрессии путем замены бурового раствора на более легкую жидкость и последующего снижения уровня жидкости в скважине (см. табл. 12.7).

Способ создания депрессии выбирается исходя из конкретных условий: глубины скважины, пластового давления, технического состояния скважины, наличия оборудования, материалов, технических средств и опыта освоения аналогичных объектов.

Наличие сероводорода в продукции скважин обуславливает особые условия освоения. При наличии в нефтяном газе сероводорода до 6 % по объему эксплуатационная колонна, насосно-компрессорные трубы, глубинное

Таблица 12.7

Снижение давления в скважине

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода		Характеристика месторождения			
	Реализация метода	Технические средства	Коэффициент аномальности пластового давления			Наличие в продукции H_2S и CO_2
			1,0	1,0 – 1,3	1,3	
Замена жидкости в скважине на более легкую	1. На буровой:					
	1.1. Раствор меньшей плотности [200]	ЦА			+	+
	1.2. На воду [200]	ЦА		+	+	+
	1.3. На безводную дегазированную нефть [200]	ЦА, АЦ	+	+	+	+
	1.4 На пенную систему, у которой в качестве дисперсионной среды:					
	1.4.1. Воздух [126, 65, 284]	ЦА, СК.КТ-6	+	+		
	1.4.2. Азот [126]	ЦА, АГУ-8К	+	+		+
	1.4.3. Дымовые газы	ЦА, ДГ	+	+		+
	2.1. Свабирование [200]	Сваб, подъемник				
	2.2. Использование глубинного насоса [193, 193а]	Погружной насос	+			
Снижение уровня	2.3. С помощью сжатого газа					
	2.3.1. Сжатым воздухом (компрессование) [200]	КС	+	+		
	2.3.2. Сжатым азотом [126]	АГУ-8К	+	+		+
	2.3.3. Аэрирование через пусковые отверстия в НКТ [200]	КС	+	+		
	2.4. Пенные системы по пункту 1.4					
Комбинация первых двух методов	3. Замена жидкости на более легкую с последующим снижением уровня					
	3.1. Глубинным струйным насосом [128]	ЦА, глубинный насос	+	+		+
	3.2. Сжатым воздухом	ЦА, КС	+	+		
	3.2.1. Аэрирование с помощью установки пусковых муфт [200]	ЦА, КС	+	+		
	3.2.2. Аэрирование жидкости [200]	ЦА, КС	+	+		
	3.2.3. Нагнетание воздушных пачек [200]	ЦА, КС	+	+		
	3.2.4. Нагнетание воздушных "подушек" [200]	Компрессор низкого давления (буровой), ЦА	+	+		

Продолжение табл. 12.7

Метод снижения забойного давления	Осуществление метода		Характеристика месторождения			
	Реализация метода	Технические средства	Коэффициент аномаль- ности пластового давления			Наличие в продук- ции H_2S и CO_2
			1,0	1,0—1,3	1,3	
	3.3. Дымовыми газами	ЦА, ДГ	+	+		+
	3.4. Вытеснение жидкости из сква- жины азотом [126]	ЦА, АГУ-8К	+	+		+

Примечание. Обозначения: АГУ-8К — газификационная азотная установка; ЦА — насосный агрегат; КС — передвижная компрессорная станция; АЦ — автоцистерна; ДГ — установка для производства дымовых газов; (+) — рекомендуемые процессы.

оборудование, устьевая арматура должны быть предназначены для работы в сероводородной среде. При наличии в нефтяном газе сероводорода более 6 % по объему последняя промежуточная, эксплуатационная и лифтовая колонны должны быть составлены из коррозионно-стойких труб нефтяного сортамента (отечественных или импортных); наземное оборудование (согласно паспорту завода-изготовителя, фирмы-поставщика) рассчитано на работу в этой среде при установленных проектом параметрах [120, 119]. Перфорация скважин осуществляется только при репрессии на пласт при заполнении скважины жидкостью, инертной к сероводороду.

Перед освоением скважина оборудуется комплексом управляемых клапанов-отсекателей [136]. Внутренняя поверхность обсадной колонны, внешняя и внутренняя поверхности НКТ обрабатываются ингибитором коррозии путем замены жидкости, заполняющей скважину, на жидкость, содержащую ингибитор коррозии [123].

В скважинах с пластовым давлением выше гидростатического и АВПД вызов притока нефти осуществляется заменой бурового раствора на более легкую жидкость, инертную к сероводороду.

В скважине с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД) и содержанием сероводорода в нефти до 6 % вызов притока осуществляется нагнетанием природного или нефтяного газа по согласованию с местным органом Госгортехнадзора, двух- или многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу, инертных (дымовых) газов с содержанием кислорода не более 2 % по объему [120, 119]. После получения притока через ингибиторный клапан в продукцию скважины вводится ингибитор коррозии [123]. Освоение скважин осуществляется согласно описанию в работах [200, 126, 120] с соблюдением правил техники безопасности и охраны окружающей среды [120, 119].

Если в процессе заканчивания скважины проницаемость породы призабойной зоны снизилась, то вызов притока следует начинать только после проведения мероприятий, направленных на восстановление проницаемости призабойной зоны. В противном случае скважина может оказаться "сухой" или вызов притока при применении обычных методов может произойти, но только по немногочисленным отдельным пропласткам, имеющим повышенную проницаемость, а это приведет к неравномерной по толщине выработке пласта и низкой конечной величине нефтегазоотдачи.

Следует иметь в виду, что в газонасыщенных коллекторах проникший раствор выносится потоком газа только из крупных поровых каналов. Пла-

сты с аномально высоким пластовым давлением часто высокой репрессии, а создать в процессе вызова притока равную по абсолютной величине депрессию, с целью удаления проникшего в пласт раствора, технически невозможно.

Метод восстановления проницаемости призабойной зоны выбирается в зависимости от предполагаемых причин и степени снижения естественной проницаемости, свойств коллектора, условий заканчивания скважины. На протяжении десятков лет для восстановления проницаемости призабойной зоны широко применяются кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При кислотной обработке происходит растворение породы и загрязняющего породы материала, очищение поровых каналов, трещин, каверн, увеличение размеров и возникновение новых каналов фильтрации. Перед применением кислотного воздействия обычно рекомендуется дополнительная кумулятивная или гидропескоструйная перфорация. Для обработки карбонатных пород применяется раствор соляной кислоты, в случае терригенных коллекторов — смесь растворов плавиковой и соляной кислот.

Сущность ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости разрыва и расклинивающего агента (обычно кварцевого песка) под давлением, достаточным для раскрытия существующих или возникновения новых трещин в породе. Этот метод характеризуется высокой гибкостью процесса — в качестве жидкости разрыва могут применяться вода, нефть, кислотный раствор, в качестве расклинивающего агента — различные твердые материалы. С целью снижения величины давления разрыва и инициирования развития трещин предварительно рекомендуется провести дополнительную кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию.

Важным является то обстоятельство, что кислотная обработка и ГРП применимы практически при любой степени снижения проницаемости призабойной зоны. Относительно высокая стоимость этих методов не должна служить препятствием к их применению, поскольку затраты быстро окупаются.

12.5.2. ЗАМЕНА БУРОВОГО РАСТВОРА ЖИДКОСТЬЮ МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ

Процесс замены бурового раствора жидкостью меньшей плотности осуществляется по схеме, приведенной на рис. 12.15.

Закачивают жидкость меньшей плотности в затрубное пространство до полной замены ею раствора. Иногда закачку жидкости ведут в НКТ. Преимущество закачки жидкости в затрубное пространство заключается в том, что при получении притока до окончания замены раствора создаются нормальные условия для работы скважины и вынос твердых частиц из интервала перфорации более полный в связи с высокой скоростью движения жидкости. Когда $p_{\max}$ выше предела прочности колонны, необходимо снизить плотность бурового раствора, заменив его сначала легким, а затем другой жидкостью еще меньшей плотности.

При замене бурового раствора более легкой жидкостью возможны случаи, когда приток флюидов из пласта начинается до окончания процесса. При этом давление на выкиде насосов уменьшается, и их подачи может не хватить для поддержания притока. В таких случаях, а особенно при испыта-

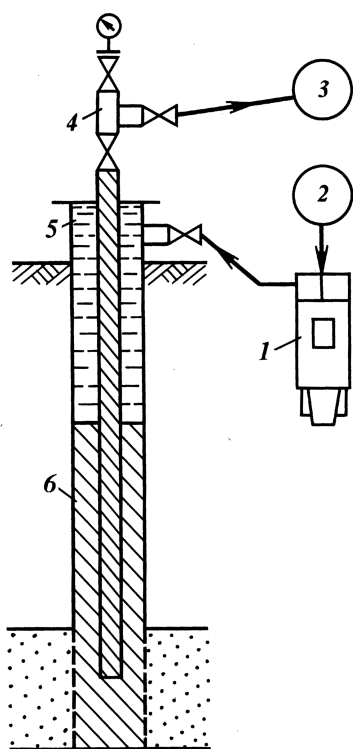


Рис. 12.15. Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора водой:

1 — насосный агрегат; 2 — емкость для воды (или водовод); 3 — емкость для сбора бурового раствора; 4 — устье скважины; 5 — вода; 6 — буровой раствор

нии слабосцементированных и подверженных разрушению коллекторов, на выкидной линии устанавливают штуцер, которым регулируют скорость потока и давление. Регулировать давление на забой рекомендуется также при вызове притока из скважин с высоким газовым фактором и газовых, так как быстрое освобождение от жидкости может привести к ее деформации. Установка штуцеров и регулирование потока рекомендуются для плавного запуска скважины, при котором давление на забой снижается постепенно. В результате роста давления на устье при закачке в скважину жидкости меньшей плотности может наблюдаться поглощение раствора. В этом случае рекомендуется устранить все искусственные сопротивления (убрать штуцера, полностью открыть задвижки) и уменьшить подачу насосных агрегатов. Целесообразно также предусматривать обработку закачиваемой жидкости ПАВ, чтобы попадающая в пласт жидкость не ухудшала коллекторских его свойств. Иногда депрессия, полученная в результате замены жидкостей, недостаточна для вызова притока из пласта. Тогда используют другие способы снижения давления на забой.

12.5.3. СНИЖЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЙ С ПОМОЩЬЮ КОМПРЕССОРА

Снижение давления на забой с целью вызова притока с помощью компрессора является одним из наиболее распространенных способов. Этот способ позволяет производить вызов притока при установленном на устье оборудовании и создавать значительные депрессии на пласт резко или плавно.

В зависимости от глубины скважины, прочности колонн и наличия оборудования снижение давления на забой осуществляют разными технологическими приемами: вытеснением (заменой) части жидкости, находящейся в скважине, газом (воздухом); изменением направления потока сжатого воздуха; применением пусковых отверстий и клапанов; нагнетанием в скважину "воздушных пачек"; аэрированием жидкости; промывкой пенами. Каждый из этих приемов осуществляется по своей технологической схеме.

Вытеснение жидкости газом (воздухом). Наиболее распространенными в настоящее время на промыслах являются передвижные компрессорные установки У КП-80, с подачей $8 \text{ м}^3/\text{мин}$ и максимальным давлением $8,0 \text{ МПа}$. Реже применяют установки КС-16-100 (КПУ-16-100) с подачей $16 \text{ м}^3/\text{мин}$, давлением 10 МПа и КПУ-16-250 с той же подачей и давлением $25,0 \text{ МПа}$.

Зная диаметры эксплуатационной колонны и спущенных в скважину насосно-компрессорных труб, плотность находящейся жидкости, можно определить глубину h , до которой будет снижен уровень при использовании компрессоров различной мощности:

при закачке воздуха в затрубное пространство

$$h_1 = \frac{10^4 p}{\rho} \frac{V_3}{V_k}; \quad (12.7)$$

при закачке воздуха в НКТ

$$h_2 = \frac{10^4 p}{\rho} \frac{V_r}{V_k}, \quad (12.8)$$

где h_1 и h_2 — глубины снижения уровня соответственно в затрубном пространстве и НКТ, м; p — максимальное давление, создаваемое компрессором, МПа; ρ — плотность жидкости, находящейся в скважине, $\text{г}/\text{см}^3$; V_3 , V_r , V_k — объем единицы затрубного пространства, НКТ и колонны соответственно.

Расчеты показывают, что при использовании компрессора У КП-80 в скважине, заполненной водой, с диаметром колонны 146 мм , куда спущены НКТ диаметром 73 мм , уровень можно снизить на 600 м , закачивая газ в затрубное пространство, и на 200 м , закачивая газ в НКТ. Когда диаметр колонны 168 мм и диаметр НКТ 73 мм , h_1 и h_2 имеют значения соответственно 670 и 135 м . Следовательно, не используя других приемов в работе, можно создать депрессию на пласт в 146-мм колонне $6,0 \text{ МПа}$ и в 168-мм колонне — $6,7\text{—}7,0 \text{ МПа}$, если закачивать газ в затрубное пространство, и соответственно $2,0$ и $1,4 \text{ МПа}$ при закачке газа в НКТ.

Для того, чтобы произошел прорыв газа через башмак насосно-компрессорных труб в заполненной жидкостью скважине, необходимо выполнить условие

$$p_{\text{пуск}} = \rho H / 10^4, \quad (12.9)$$

где $p_{\text{пуск}}$ — пусковое давление, МПа; H — глубина спуска НКТ, м; ρ — плотность жидкости, находящейся в скважине, $\text{г}/\text{см}^3$.

Если статический уровень находится на каком-то расстоянии от устья, то пусковое давление определяют по эмпирическим формулам:

для закачки газа в затрубное пространство

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h_p}{10^4} \frac{D^2}{d^2}; \quad (12.10)$$

для закачки газа в НКТ

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h \rho}{10^4} \frac{D^2}{D^2 - d^2}, \quad (12.11)$$

где h — глубина спуска башмака труб под уровень, м; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d — внутренний диаметр НКТ, м.

Заметим, что величина пускового давления для второго случая может быть значительно меньше, поскольку она зависит от отношения плотностей растворов затрубного пространства и труб.

По формуле (12.11) можно вычислить максимальную глубину спуска башмака насосно-компрессорных труб под уровень жидкости при работе компрессором:

$$h = \frac{10^4 p_{\text{пуск}} (D^2 - d^2)}{\rho D^2}. \quad (12.12)$$

Для 146-мм колонны и 73-мм НКТ при $p_{\text{пуск}} = 8,0$ МПа эта величина равна 600 м. Путем вытеснения жидкости сначала из-за трубного пространства, а затем из НКТ можно осуществить продувку скважин на большую глубину. Так, в 146-мм колонне при давлении 8,0 МПа уровень жидкости установится на глубине 600 м от устья.

Затем закачивают газ в НКТ. При давлении, близком к 8,0 МПа, начнется вытеснение воды из скважины, которая затем аэрируется и будет полностью замещена газом. Следовательно, осуществляя процесс последовательно в два приема, можно довести депрессию на пласт до 12,0 МПа.

При использовании насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм и колонн большего диаметра это значение может быть выше (табл. 12.8).

Приведенные выше расчеты справедливы только для случая, когда отсутствует приток из пласта. При наличии притока уровень в скважине будет увеличиваться и давления компрессора может не хватить.

Нагнетание воздушных пачек. Одним из способов снижения давления на забой с помощью компрессоров в глубоких скважинах является нагнетание в скважину воздушных пачек. Технологическая схема процесса приведена на рис. 12.16.

К затрубному пространству скважины подключают компрессорную установку и насосный агрегат. После промывки скважины в затрубное пространство нагнетают газ (воздух), пока давление не достигнет максимальной величины для установленной компрессорной установки. Затем жидкостью,

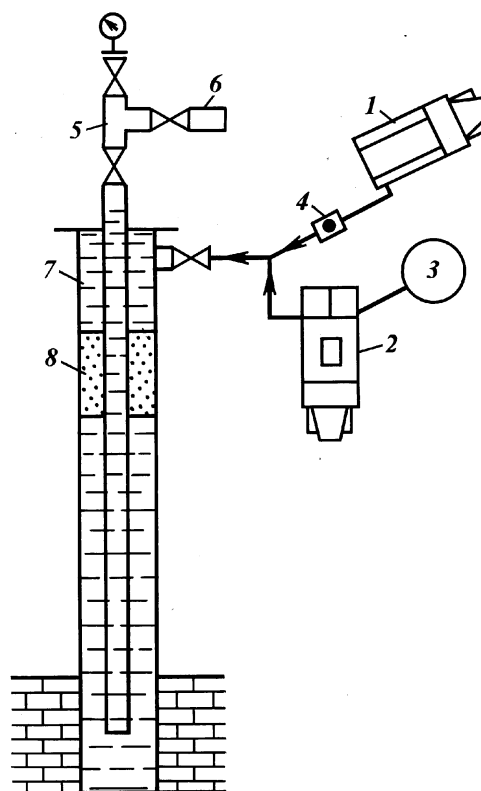
Таблица 12.8

Глубина снижения уровня воды компрессором методом переключения потока при НКТ диаметром 73 мм (числитель) и 60 мм (знаменатель)

Показатель	Давление компрессора, МПа	Диаметр колонны, мм	
		146	168
Снижение уровня при закачке газа в затрубное пространство	8,0	600/670	670/700
	10,0	750/840	830/890
Дополнительное снижение уровня при закачке газа в НКТ	8,0	600/670	670/700
	10,0	750/840	830/940
Общее снижение уровня за два приема	8,0	1200/1340	1340/1410
	10,0	1500/1680	1660/1830

Рис. 12.16. Схема нагнетания в скважину воздушных пачек для снижения давления на забой:

1 — компрессор; 2 — насосный агрегат; 3 — емкость для воды или водовод; 4 — обратный клапан; 5 — устье скважины; 6 — штуцерная камера; 7 — вода; 8 — газ



которую закачивает насосный агрегат, проталкивают находящийся в затрубном пространстве газ к башмаку насосно-компрессорных труб. При снижении давления на выкиде насосного агрегата ниже $p_{\max}$ компрессорной установкой снова нагнетают газ. При давлении $p_{\max}$ компрессор останавливают и снова включают в работу насосный агрегат.

Чередование работы компрессорной установки и насосного агрегата проводят до момента выхода газа через башмак НКТ. В момент, когда первая газовая пачка начала подниматься по НКТ, за счет сил нагнетания и энергии расширяющегося газа происходит выброс находящейся в НКТ жидкости и прорыв газа. Это может сопровождаться созданием резкой депрессии на пласт. Выход последующих пачек жидкости и газа также сопровождается выбросом. При нормальной работе компрессорной установки и регулировании выхода газожидкостной смеси из НКТ опытным мастерам удается описываемым способом осуществить продувку скважин газом глубиной более 2500 — 3500 м.

Иногда для создания кратковременных, но резких депрессий на пласт в скважину закачивают только одну пачку газа и продавливают ее до башмака насосно-компрессорных труб. Расширяющийся газ, как поршень, выталкивает жидкость из НКТ, вследствие чего у башмака НКТ возникает зона пониженных давлений, увеличивается депрессия на пласт и создаются условия для притока жидкости из пласта. В последующем жидкость из затрубного пространства заполнит НКТ и установится на каком-то уровне, депрессия на пласт уменьшится.

При отсутствии притока операция может быть повторена неоднократно. В глубоких скважинах с помощью одной газовой пачки не удается получить максимальную депрессию, но эксплуатационная колонна и пласт претерпевают большие знакопеременные нагрузки, которые могут быть причиной деформации колонны. Поэтому перед планированием и осуществлением процесса должно быть тщательно изучено состояние скважины.

В литературе описан опыт использования компрессоров низкого давления для создания воздушных подушек и в затрубном пространстве. Особенностью процесса является наличие воздухопорной батареи, в которую нагнетается воздух компрессором под небольшим давлением и откуда он затем вытесняется в скважину.

Описываемым способом можно проводить замещение жидкости воздухом с помощью цементировочного агрегата в скважинах любой глубины. Для этого надо иметь воздухопорник необходимой прочности. От объема воздухопорника зависит время проведения процесса. Чем больше объем скважины, тем больше при данных объеме воздухопорника и давлении воздуха требуется времени на осуществление процесса. Метод расчета сводится к следующему. Глубина снижения уровня может быть определена из выражения

$$H_{\text{ур}} = 0,8 \left(\frac{V_{\text{в}}}{S} + \frac{H_{\text{к}} p_{\text{к}}}{p_{\text{к}} + \frac{V_{\text{в}} \rho}{10S}} \right) \left(1 - \frac{S_{\text{нкт}}}{S + S_{\text{нкт}}} \right), \quad (12.13)$$

где 0,8 — коэффициент потерь, определенный экспериментальным путем; $V_{\text{в}}$ — объем воды, закачиваемой на воздушную подушку, м³; S — площадь сечения кольцевого пространства, м²; $H_{\text{к}}$ — высота воздушной подушки перед закачкой воды, м; $p_{\text{к}}$ — давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачкой воды, МПа; ρ — плотность воды, г/см³; $S_{\text{нкт}}$ — площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб, м².

Число операций по нагнетанию воздуха компрессором малой мощности и продавливания его насосным агрегатом для создания воздушной подушки в скважине определяют из уравнения

$$h = \frac{10^4 V_{\text{к}} p_{\text{к}}^2}{\rho V_{\text{с}} p_{\text{с}}}, \quad (12.14)$$

где $V_{\text{к}}$ — объем 1 м кольцевого пространства, м³; $p_{\text{к}}$ — конечное давление воздушной подушки в скважине, МПа; ρ — плотность жидкости, г/см³; $V_{\text{с}}$ — объем воздухопорной батареи, м³; $p_{\text{с}}$ — рабочее давление компрессора, МПа.

Общая продолжительность процесса (в ч)

$$T = ht/60, \quad (12.15)$$

где t — время одной операции, мин.

Промысловые данные показывают, что при $V_{\text{с}} = 0,75$ м³, $p_{\text{с}} = 1,0$ МПа для создания воздушной подушки в 146-мм колонне и 63,51-мм НКТ с добавлением 8,0 МПа потребовалось 80 операций, на что было затрачено 6,7 ч. Компрессором УКП-8-80 эта работа была бы выполнена за 1,5 ч. Но учитывая, что в условиях бездорожья доставка тяжелого УКП-8-80 связана с большими затратами, на отдельных разведочных скважинах использование опи-

санного выше способа замещения жидкости воздухом может быть экономически и технологически не оправдано.

Заметим, что этот способ позволяет создать воздушную подушку во всем затрубном пространстве и что последующим выбросом жидкости из НКТ могут быть созданы условия для полного осушения скважины, т.е. максимальной депрессии на пласт.

Аэрирование жидкости. Схема подключения оборудования к скважине при проведении аэрирования показана на рис. 12.17.

Технологическая схема процесса включает следующие операции:

промывку скважины;

промывку скважины аэрированной жидкостью при совместной работе компрессорной установки и насосного агрегата;

продувку скважины газом.

Осуществление процесса требует особого внимания, так как во время работы возможно его нарушение, образование газовых пачек, наличие которых приведет к необходимости прервать процесс вследствие высоких давлений на устье и начинать его заново.

Процесс аэрирования начинается промывкой скважины на нескольких режимах для установления подачи насосного агрегата при различных давлениях. Заметим, что максимальное давление промывки аэрированной жидкостью не должно быть выше максимального давления компрессорной установки. Поэтому в расчетах, кроме давления на преодоление сил трения при движении жидкости, необходимо учитывать плотность аэрированной жидкости, поступающей в скважину. Например, в скважине глубиной 2500 м, заполненной водой, при достижении плотности аэрированной жидкости,

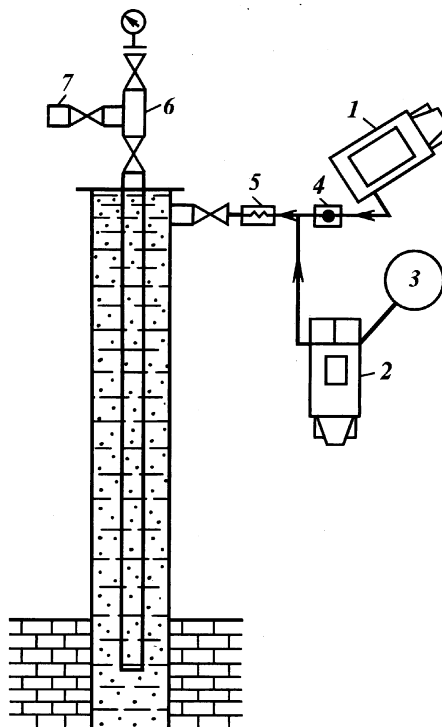


Рис. 12.17. Схема обвязки оборудования при проведении аэрирования жидкости:

1 — поджимная гайка; 2 — сопло; 3 — прокладка; 4 — регулирующее кольцо; 5 — корпус гидроактиватора; 6 — экран; 7 — экран

равной $0,9 \text{ г/см}^3$, перепад между давлением в трубах и затрубном пространстве будет около $2,5 \text{ МПа}$. В связи с этим в начальный период, до выхода аэрированной жидкости из скважины, расход газа минимальный, увеличивают его плавно с учетом скорости движения жидкости в скважине.

Известно, что аэрированием можно довести среднюю плотность газожидкостной смеси до $0,3–0,4 \text{ г/см}^3$. Наличие такой жидкости в скважине позволяет использовать мощность компрессорной установки для последующей продувки скважины газом. Однако следует отметить, что продувка скважин глубиной более 2000 м газом проводится в исключительных случаях, при этом учитывают как расчетные, так и фактические характеристики эксплуатационных колонн.

Способ аэрирования жидкости позволяет плавно снижать давление на забой в глубоких скважинах за непродолжительное время.

Снижение уровня компрессором с помощью пусковых отверстий можно было бы считать разновидностью способа аэрирования, если не учитывать вытесняющую способность закачиваемого в скважину газа. Для проведения этого процесса нет необходимости в насосном агрегате. Аэрирование осуществляется через отверстия (клапаны) в НКТ. Этот процесс объединяет вытесняющую способность нагнетаемого газа и снижение плотности смеси жидкости и газа.

Аэрирование движущегося потока облегчает его движение, уменьшает давление нагнетания на компрессорной установке, создает условия для продвижения газа к следующему отверстию. Таким образом, процесс продолжается до получения заданных параметров.

В качестве легких жидкостей применяют буровой раствор плотностью более низкой, чем плотность раствора, находящегося в скважине, воду, нефть.

Для выполнения работ по вызову притока в качестве более легких жидкостей могут быть использованы жидкости типов ПГ-1 и ПГ-2.

Жидкость ПГ-2 представляет собой водный раствор поташа, а жидкость ПГ-2 — водный раствор поташа с добавкой НТФ или ОЭДФ. При смешивании жидкости ПГ-1 с пластовой водой кальциевого типа могут образовываться осадки CaCO_3 . При смешивании жидкости ПГ-2 с пластовыми водами любых типов нерастворимые в воде осадки не образуются. Применение жидкости ПГ-2 как обеспечивающей наибольшее увеличение проницаемости глинистых коллекторов предпочтительнее.

Приготавливают жидкость ПГ-1 путем растворения в технической воде необходимого количества поташа и последующего отстоя раствора в емкости в течение $2–10 \text{ ч}$. С учетом влажности поташа, до приготовления на растворном узле необходимо произвести пробное приготовление раствора в лабораторных условиях и определить требуемое количество влажного поташа (из поступившей партии) для получения раствора требуемой плотности.

Ориентировочный расход поташа (кг) на приготовление 1 м^3 раствора требуемой плотности

$$G_{\Pi} = (\rho_p - 1)1500, \quad (12.16)$$

где ρ_p — плотность раствора, г/см^3 .

Наиболее целесообразно готовить первоначальный расчетный объем концентрированного раствора поташа, например плотностью $1,5 \text{ г/см}^3$, на растворном узле, а затем доставлять его на скважины куста и разбавлять на месте применения водой до необходимой плотности. Можно приготовить

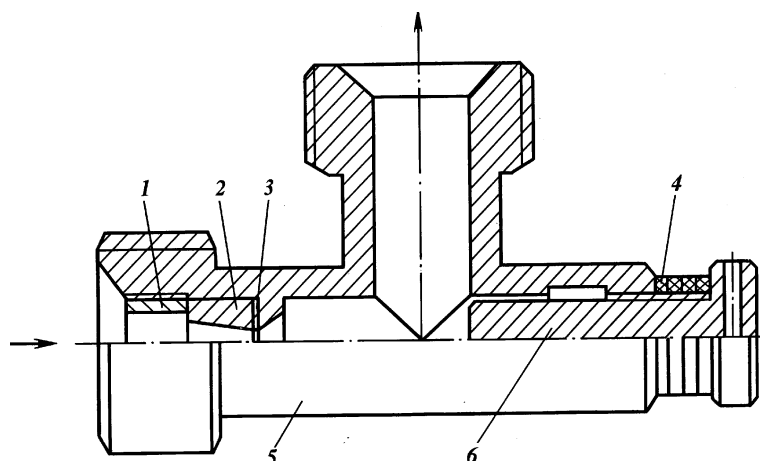


Рис. 12.18. Гидроактиватор:

1 — гайка поджимная; 2 — соплó; 3 — прокладка; 4 — кольцо регулирующее; 5 — корпус гидроактиватора; 6 — экран

раствор необходимой плотности из сухих реагентов непосредственно на скважине.

Приготовление растворов поташа осуществляется с помощью гидроактиватора (рис. 12.18) по двум технологическим схемам.

По первой из них раствор поташа приготавливается с помощью одного цементировочного агрегата, например типа УНБ 160 × 40.

Один из мерников цементировочного агрегата следует заполнить водой (в объеме 1–2 м³), которая затем из мерника подается водяным насосом (1В) в гидроактиватор под давлением 0,8–1 МПа, откуда поступает в приемный бачок (установленный на грунте). Из приемного бачка вода забирается насосом 9Т цементировочного агрегата и возвращается в упомянутый мерник. Таким образом осуществляется циркуляция воды по замкнутому контуру.

После установления циркуляции воды в приемный бачок постепенно следует засыпать поташ из мешков до достижения необходимой плотности его водного раствора.

Другая схема предусматривает создание аналогичной замкнутой циркуляции жидкости и приготовление раствора поташа с помощью двух агрегатов. При этом на обоих агрегатах используются только основные насосы типа (Т).

Объем порции концентрированного раствора поташа, необходимый для приготовления требуемого объема разбавленного раствора на скважине, рассчитывается по формуле

$$V_{\kappa} = V_{\text{p}} - V_{\text{в}}, \quad (12.17)$$

где V_{κ} , V_{p} — объемы концентрированного и разбавленного растворов соответственно, м³; $V_{\text{в}}$ — объем воды, необходимой для разбавления концентрированного раствора поташа до требуемой плотности,

$$V_{\text{в}} = \frac{V_{\text{p}}(\rho_{\kappa} - \rho_{\text{p}})}{\rho_{\kappa} - 1}; \quad (12.18)$$

ρ_{κ} , ρ_{p} — плотности концентрированного и разбавленного растворов соответственно, г/см³.

Таблица 12.9

Требуемая глубина снижения уровня жидкости в скважине, м	Число пусковых муфт	Диаметр отверстий пусковых муфт в мм (числитель) и глубина их установки в м (знаменатель)						
≤ 600	1	$\frac{5,0(2)}{\leq 600}$						
600–800	2	$\frac{2,5}{400-600}$	$\frac{5,0(2)}{600-800}$					
800–1050	3	$\frac{2,0}{550-600}$	$\frac{2,5}{700-850}$	$\frac{5,0(2)}{800-1050}$				
1060–1250	4	$\frac{2,0}{600}$	$\frac{2,5}{800-850}$	$\frac{2,5}{950-1050}$	$\frac{6,0}{1060-1250}$			
1260–1500	5	$\frac{2,0}{600}$	$\frac{2,0}{800-850}$	$\frac{2,5}{1000-1100}$	$\frac{2,5}{1150-1300}$	$\frac{6,0}{1260-1500}$		
> 1500	6	$\frac{2,0}{600}$	$\frac{2,0}{800}$	$\frac{2,0}{1100}$	$\frac{2,5}{1250-1300}$	$\frac{2,5}{1400-1500}$	$\frac{6,0}{>1500}$	

Примечание. В числителе в скобках дано число отверстий в муфте.

Приготовление жидкости ПГ-2 аналогично приготовлению жидкости ПГ-1. В отличие от ПГ-1 в состав жидкости ПГ-2 дополнительно входит НТФ (ОЭДФ) в количестве от 10 до 30 кг на 1 м³ разбавленного раствора поташа.

НТФ (ОЭДФ) следует растворить в разбавленном или концентрированном растворе с учетом указанного соотношения.

Практика освоения скважин воздухом сводится к следующему. В скважину перед освоением спускается колонна НКТ с пусковыми муфтами. Конец НКТ оборудуется воронкой и устанавливается на 10–50 м выше интервала перфорации. Диаметры отверстий пусковых муфт и глубины их установки подбираются по табл. 12.9, разработанной АУБР. При этом требуемую глубину снижения уровня жидкости в скважине можно определить по формуле

$$h_{\text{ж}} = h - \frac{(p_{\text{пл}} - \Delta p - p_{\text{сб}})10^3}{\rho}, \quad (12.19)$$

где $h_{\text{ж}}$ — наибольшая глубина снижения уровня жидкости в скважине при освоении, м; h — глубина кровли пласта, м; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; Δp — депрессия на пласт при освоении, МПа; $p_{\text{сб}}$ — давление в сборном коллекторе при освоении подачи жидкости в него (при подаче в приемную емкость $p_{\text{сб}} = 0$); ρ — плотность жидкости в скважине при продувке воздухом ($\rho = 1,0 \text{ г/см}^3$); 10^3 — коэффициент для согласования единиц измерения.

Например, при требуемой глубине снижения уровня жидкости 1260 м пусковые муфты устанавливаются на глубинах 600, 800, 1000, 1150 и 1260 м; при снижении до 1500 м — 600, 850, 1100, 1300 и 1500 м; при снижении до 1400 м — 600, 830, 1060, 1240 и 1400 м.

При необходимости снижения уровня жидкости в скважине до кровли вскрытого перфорацией пласта, нижнюю по таблице пусковую муфту не спускают (глубины спуска ее и нижнего конца НКТ совпадают).

После сборки выкидной линии в приемную емкость или в сборный коллектор и выпуска через нее газа, накопившегося в межтрубном пространстве, скважина обвязывается компрессором. При этом воздухопровод к устьевой арматуре подсоединяется через устройство М40М2 (рис. 12.19 и 12.20). После закрепления устройства проверяется легкость и плавность поворота

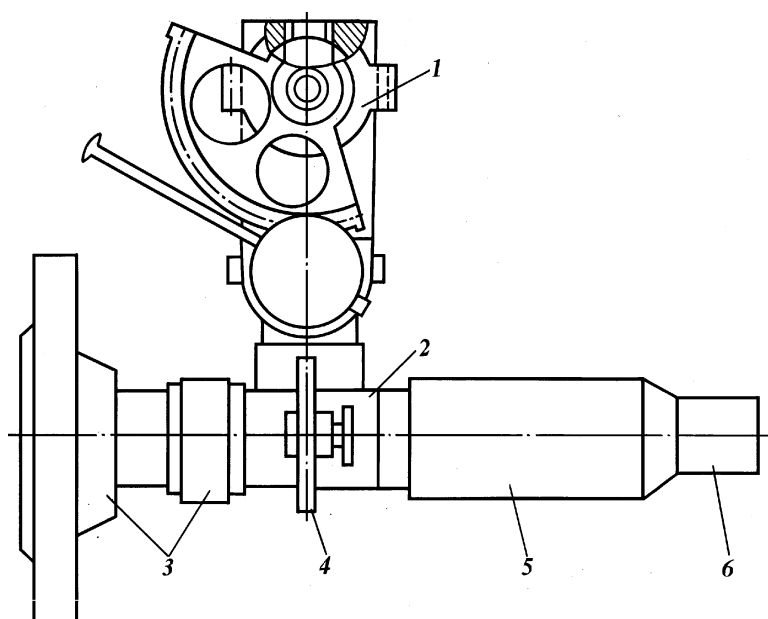


Рис. 12.19. Устройство М40М2 для безопасной работы с воздухом на скважине:
 1 – штуцерирующий кран; 2 – тройник; 3 – переводник; 4 – манометр; 5 – обратный клапан;
 6 – отвод для подключения воздухопровода

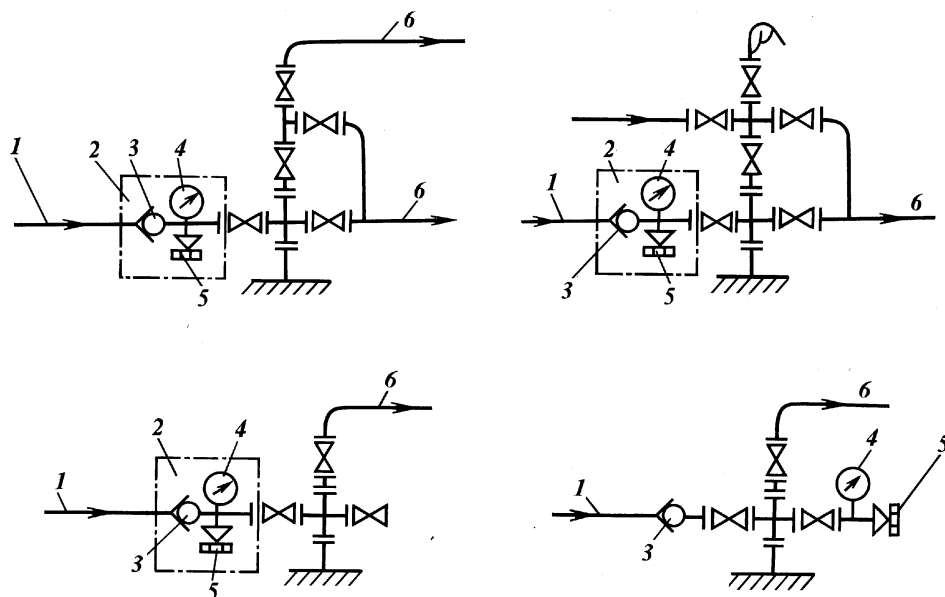


Рис. 12.20. Рекомендуемые схемы обвязки устья скважин для освоения воздухом:
 1 – воздухопровод; 2 – устройство М40М2; 3 – обратный клапан; 4 – манометр; 5 –
 штуцерирующий кран для выпуска воздуха; 6 – линия в приемную емкость или в систему сбора

пробки его крана. При поворачивании пробки с большим усилием или рывками кран заново смазывается с разработкой и регулируется.

При закреплении и раскреплении быстросъемных соединений под устройство М40М2 устанавливается подставка и снимается с него манометр.

В случае обвязки для освоения после бурения и других работ допускается штуцерирующий кран устройства М40М2 с манометром подключать к одному устьевому отводу межтрубного пространства, а обратный клапан с воздухопроводом — к другому отводу того же пространства.

При этом переводник от штуцерирующего крана к фланцу должен иметь проходной диаметр не менее 50 мм.

Воздухопровод испытывается на герметичность в следующем порядке:

а) закрывается устьевая задвижка, к которой подключен воздухопровод, запускается компрессор и медленным закрытием сбрасывающего вентиля на его воздушной коробке создается в воздухопроводе давление, максимально ожидаемое при освоении воздухом: 8,0 МПа — при применении компрессора УКЦ-80 и 10,0 МПа — при применении компрессоров более высокого давления;

б) снижается давление в воздухопроводе открытием сбрасывающих вентилей на нем и воздушной коробке компрессора.

При наличии утечек, после их устранения производят повторные испытания повышением и снятием давления в воздухопроводе с помощью указанных вентилей без остановки компрессора.

Для начала закачки воздуха в скважину открывают устьевые задвижки, к которым подключены воздухопровод и выкидная линия, и закрывают сбрасывающие вентили на воздухопроводе и воздушной коробке при работающем компрессоре.

Производительность компрессора (число оборотов вала двигателя) для возможности достижения необходимой депрессии и ускорения работ поддерживается в соответствии с паспортными данными (для УКП-80 — 8 м³/мин при 1100 об/мин).

Производительность закачки воздуха после срабатывания нижней пусковой муфты должна составлять:

при наличии притока из пласта — не менее 3 ч;

при отсутствии притока из пласта — не менее 1 ч.

Пробу нефти отбирают через пробоотборный кран, установленный на выкидной линии, подходя к нему с наветренной стороны.

Не позднее 15 мин после остановки (вынужденной или после окончания закачки воздуха) полностью (до отказа) открывают штуцерирующий кран устройства М40М2 для выпуска воздуха (газовоздушной смеси) из скважины. Воздух из скважины выпускают полностью, проследив по манометру за снижением давления в скважине до атмосферного.

Зажигать газ на факеле допускается только после выпуска газовоздушной смеси со снижением давления в скважине до атмосферного и дополнительной выдержки скважины в открытом состоянии в течение не менее 0,5 ч.

После снижения давления в скважине до атмосферного она может быть закрыта задвижками или подключена к нефтесборному коллектору через обратный клапан при открытых задвижках на этом отводе.

12.5.4. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕН

Сущность вызова притока флюида из продуктивного пласта состоит в замене имеющейся в скважине жидкости (после перфорации) на двухфазную пену [8, 134]. В качестве жидкости могут быть буровые растворы или вода. Однако применение пен может быть излишним, если приток флюида из пласта происходит при замене бурового раствора на воду.

Вызов притока жидкости и газа может осуществляться двумя способами:
с применением двухфазной пены;

с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен.

Наличие ПАВ в жидкости (воде) резко снижает скорость всплывания пузырька газа, увеличивает прочность оболочек пузырьков, способствует образованию более мелких пузырьков газа, препятствует коалесценции — слиянию отдельных мелких пузырьков газа с образованием более крупных.

Действие ПАВ на скорость движения пузырьков, по А.Н. Фрумкину, сводится к следующему. Молекулы ПАВ, адсорбировавшиеся на поверхности пузырьков, при движении последних в жидкости сносятся течением к "кормовой" части пузырька. Вследствие накопления ПАВ на "корме" пузырька там снижается поверхностное натяжение. Таким образом, поверхностное натяжение в верхней части пузырька станет больше, чем в нижней. Вдоль поверхности пузырька начнут действовать силы, стремящиеся выровнять поверхностное натяжение и предотвратить дальнейший снос молекул ПАВ в "кормовую" часть пузырька. Эти силы тормозят движение молекул ПАВ по поверхности пузырька, снижая подвижность его поверхности.

По исследованиям ВНИИ, при диаметре пузырька 1,2 мм скорость его всплывания в дистиллированной воде составляет 30 см/с, а в 1 %-ном растворе ПАВ (сульфенол, ДСРАС) снижает скорость до 8 см/с, т.е. почти в 4 раза. С увеличением диаметра пузырька до 4–5 мм эффект снижения скорости всплывания несколько уменьшается. Однако и в этом случае скорость всплывания пузырька в растворе ПАВ намного меньше, чем в чистой воде. Было установлено, что в области значений числа Рейнольдса $1 < Re < 200$ скорость всплывания пузырька газа в растворах ПАВ и стабилизаторов (КМЦ и ЭСЦ) прямо пропорциональна диаметру пузырька и обратно пропорциональна корню квадратному из вязкости раствора.

Переходя от рассмотрения свободного всплывания единичных пузырьков к групповому поднятию пузырьков в скважине на большие расстояния, необходимо учитывать следующие моменты, которые усложняют происходящие явления:

пузырьки по мере всплывания увеличиваются в объеме вследствие уменьшения гидростатического давления среды;

пузырьки всплывают в "стесненных" условиях группами, замедляя свое движение;

всплывание пузырьков происходит не в спокойной жидкости, а в движущихся в разных направлениях потоках.

Таким образом, ПАВ в объеме аэрированной воды в стволе скважины снижает скорость подъема воздушных пузырьков за счет тормозящего действия на разделение жидкость — воздух вследствие адсорбции ПАВ на поверхности пузырька и предохраняет пузырьки от коалесценции. В результате пузырьки воздуха более равномерно распределяются в стволе скважины, увеличивается полезная работа, выполняемая каждым пузырьком, и уменьшаются потери на относительное движение.

Плотность пены является одной из важнейших физических характеристик пенной системы, определяющей, в частности, статическое давление столба пены в скважине. Плотность пены $\rho_{\text{п}}$ зависит от плотностей пенообразующего раствора $\rho_{\text{ж}}$ и воздуха $\rho_{\text{г}}$ и истинного газосодержания φ :

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}} (1 - \varphi) + \rho_{\text{г}} \varphi. \quad (12.20)$$

В силу сжимаемости газовой фазы плотность пены зависит от давления. Если принять, что газ следует закону Бойля – Мариотта, т.е.

$$\rho_{\text{г}}^{\circ} = \rho_{\text{п}} \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T}, \quad (12.21)$$

где $\rho_{\text{г}}^{\circ}$ – плотность газа при нормальных давлении p_0 и температуре T_0 ; p – давление столба пены в скважине; T – температура в скважине, то

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}} (1 - \varphi) + \varphi \rho_{\text{г}}^{\circ} \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T}. \quad (12.22)$$

При отсутствии относительного движения фаз истинное газосодержание равно расходу газосодержанию β (отношение расхода газа $Q_{\text{г}}$ к расходу смеси ($Q_{\text{ж}} + Q_{\text{г}}$)). Тогда плотность пены

$$\rho_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{ж}} + \alpha \rho_{\text{г}}^0}{1 + \alpha \frac{p_0}{p} \frac{T}{T_0}}, \quad (12.23)$$

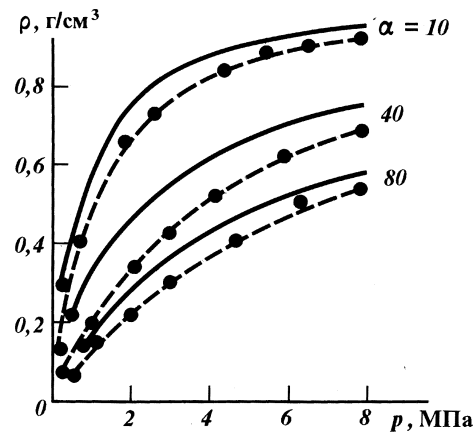
где α – степень аэрации (отношение расхода газа при нормальных давлении и температуре $Q_{\text{г}}$ к расходу жидкости $Q_{\text{ж}}$).

Известно, что при движении газожидкостной смеси по вертикальной трубе (в скважине) наблюдается проскальзывание газа относительно жидкости. Вследствие этого в восходящем потоке фактическая плотность смеси превышает плотность, рассчитанную по формуле (12.23) без учета проскальзывания; в нисходящем потоке – обратное соотношение.

На стендовой установке НГДУ "Абиннефть" объединения "Краснодарнефтегаз" проводили эксперименты по изучению плотности пены. Опыты осуществляли на стальной трубе диаметром 90,8 мм и длиной 18,8 м, установленной вертикально. Пена из аэратора по промывочному шлангу высокого давления подавалась к нижнему концу рабочей трубы. На выкидном трубопроводе была установлена задвижка, которой регулировалось давление в трубе. Для подачи жидкости и воздуха использовали промывочные агрегаты Азинмаш-32М и компрессоры УКП-80. Образование газожидкостной смеси осуществлялось в аэраторе типа "труба в трубе". Для изменения плотности газожидкостной смеси (пены) был применен радиоизотопный плотномер для жидкости типа ПЖР-5. Опыты проводили при давлениях до 8,5 МПа. Расход жидкости в опытах составил 3 и 6 л/с, воздуха – от 1,8 до 14,4 м³/мин, т.е. степень аэрации изменялась от 10 до 80.

В опытах с пеной в качестве пенообразователя использовали сульфолон при концентрации 0,1 % по активному веществу. Поверхностное натяжение раствора ПАВ на границе с воздухом составило около 30 мН/м. Все эксперименты осуществлены при температуре воздуха 22 – 25 °С.

Рис. 12.21. Зависимость плотности пены и водовоздушной смеси (ВВС) от давления (расход жидкости 3 л/с)



Для сравнения опыты проводили также на водовоздушной смеси. Как показали измерения, различия свойств двухфазной пены и водовоздушной смеси весьма существенны. На рис. 12.21 показана зависимость плотности пены (точки) и водовоздушной смеси (сплошная линия) от давления при фиксированных расходе жидкости и степени аэрации. Пунктирной линией показана расчетная зависимость плотности газожидкостной смеси от давления без учета проскальзывания. Как видно, плотность водовоздушной смеси значительно превышает расчетную, особенно велика разница (до 60–80 %) при давлениях, меньших 2,5 МПа (В.А. Амиян).

Для двухфазной пены за счет пленочного каркаса, обладающего определенной структурно-механической прочностью, скорость проскальзывания воздуха относительно жидкости незначительна и фактическая плотность близка к расчетной. Причем при давлениях до 5 МПа почти полностью совпадают измеренная и расчетная плотности.

Результаты опытов на вертикальном стенде показали, что проскальзывание воздуха относительно жидкости в двухфазной пене, даже не стабилизированной специальными стабилизаторами, невелико. При сравнении истинного и расходного газосодержаний для двухфазной пены отмечено, что истинное газосодержание не более чем на 5 % меньше расходного (в восходящем потоке). Для водовоздушной смеси эта разница составляет более 20 %. Данные опытов на вертикальном стенде (в условиях восходящего потока) сравнивали с данными замеров плотности пены при циркуляции ее в стендовой скважине НГДУ "Абиннефть" с использованием скважинного гамма-плотномера при спуске НКТ диаметром 62 мм на глубину 1500 м. Циркуляцию пены осуществляли по схеме прямой промывки, а затем плотности пены в НКТ — в условиях нисходящего потока. Концентрация сульфонола в пенообразующем растворе составляла 0,1 % по активному веществу.

Регистрацию плотности пены производили при подъеме гамма-плотномера с глубины 1500 м через каждые 100 м. Циркуляция пены осуществлялась при расходах жидкости 3 и 6 л/с и степенях аэрации $\alpha = 10 \div 80$.

Плотность пены на устье скважины при циркуляции составляла на входе 0,2–0,48 г/см³, на выходе — 0,07–0,13 г/см³. На рис. 12.22 показаны зависимости плотности двухфазной пены от глубины для нисходящего потока в НКТ диаметром 62 мм при $Q_{\text{ж}} = 3 \text{ л/с}$ и $\alpha 10 \div 80$. Как видно, плотность пены повышается от устья к забою.

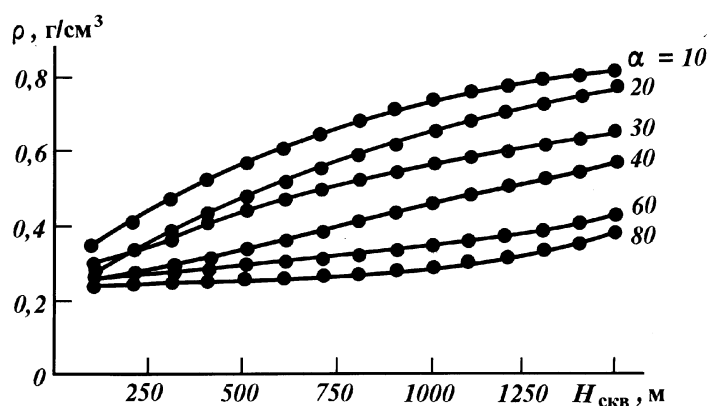


Рис. 12.22. Распределение плотности пены в нисходящем потоке внутри колонны НКТ при прямой циркуляции

Сравнивали данные замера плотности пены на фиксированных глубинах с расчетом плотности по формуле, не учитывающей проскальзывание. Данные о давлениях на соответствующих глубинах были получены параллельно с замером плотности с помощью глубинного геликсного манометра, соединенного с гамма-плотномером.

В табл. 12.10 приведены сравнительные данные для случая циркуляции пены при $Q_{ж} = 3 \text{ л/с}$ и $\alpha = 40$.

Как видно из табл. 12.10, полученные результаты аналогичны данным опытов на вертикальном стенде. При небольших давлениях (малой глубине) фактическая и расчетная плотности почти совпадают, при больших давлениях имеется небольшая разница, причем измеренная плотность меньше расчетной, как это и должно быть для нисходящего потока. Сравнение истинного и расходного газосодержания и в этом случае показывает, что для двухфазной пены разница между φ и β не превышает 5 %. Таким образом, для восходящего и нисходящего течения двухфазной пены на основании проведенных экспериментов можно принять

$$\varphi = (1 \pm K)\beta, \quad (12.24)$$

где K — коэффициент проскальзывания, равный 0,05 (знак минус относится к случаю восходящего потока, плюс — нисходящего).

Если установлено, что после полной замены в скважине бурового раствора на воду нет признаков фонтанирования и для вызова притока из пласта требуется снижать уровень жидкости в скважине в целях снижения забойного давления, то устье скважины оборудуют согласно схеме рис. 12.23 и приступают к выполнению работ по вызову притока двухфазной пеной [8].

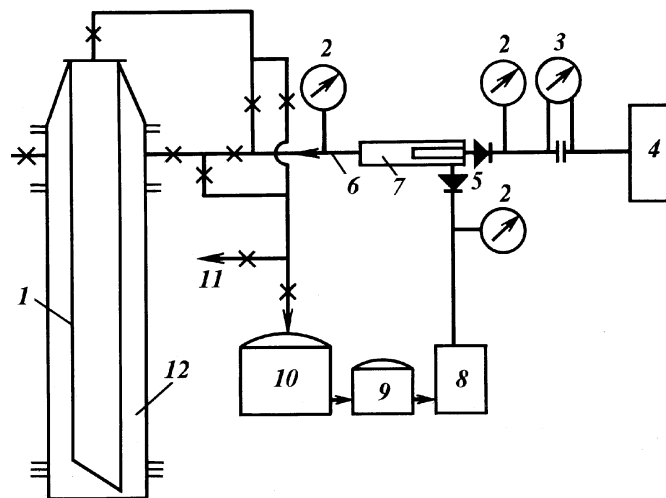
Таблица 12.10

Плотность пены по глубине скважины

Глубина, м	Плотность пены, г/см ³	
	измеренная	рассчитанная
200	0,27	0,26
400	0,32	0,31
600	0,36	0,37
800	0,41	0,43
1000	0,47	0,49
1200	0,52	0,55
1400	0,56	0,61

Рис. 12.23. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной:

1 — НКТ; 2 — манометры; 3 — расходомер воздуха; 4 — компрессор; 5 — обратные клапаны; 6 — аэратор; 7 — нагнетательная линия; 8 — насос; 9 — мерная емкость; 10 — накопительная емкость для пенообразующей жидкости; 11 — выкид пены; 12 — затрубное пространство



Прежде всего буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфолон, ДС-РАС и др.) принимают в пределах 0,1–0,2 % (по активному веществу). Во избежание контакта больших объемов бурового раствора с вскрытой перфорацией толщины продуктивного пласта замену бурового раствора на водный раствор осуществляют прямой промывкой. Водный раствор закачивают в НКТ, буровой раствор вытесняют через затрубное пространство. После этого приступают к замене водного раствора ПАВ на двухфазную пену. Как правило, такая замена проводится при обратной промывке, т.е. пена закачивается в затрубное пространство, водный раствор ПАВ вытесняется из скважины по НКТ. Вытесняемый водный раствор ПАВ в дальнейшем используют для образования пены. Однако во избежание контакта большого количества водного раствора ПАВ со вскрытой толщиной пласта, как и при замене бурового раствора водным раствором ПАВ, применяют следующий технологический прием.

Сначала водный раствор ПАВ можно заменить на двухфазную пену с малой степенью аэрации (например, $\alpha = 5 \div 10$) при прямой промывке до полного удаления из скважины водного раствора ПАВ, а затем приступить к дальнейшим работам по снижению забойного давления путем замены в скважине пены с меньшей степенью аэрации (с большей плотностью) на пену с большей степенью аэрации (с меньшей плотностью). При этом нагнетание осуществляется в затрубное пространство, а вытеснение происходит по НКТ. Описанный технологический прием, т.е. предварительная замена водного раствора ПАВ на двухфазную пену с малой степенью аэрации, можно использовать в тех случаях, когда известно, что такая замена не вызовет притока жидкости и газа из пласта.

Очень важен пусковой момент, т.е. начало замены водного раствора ПАВ в скважине на двухфазную пену. Осуществляется это следующим образом. Из мерной емкости 9 (см. рис. 12.23) насосом 8 подают в аэратор 6 водный раствор ПАВ, который по линии 7 поступает в НКТ 1, а вытесняемая из скважины жидкость по затрубному пространству 12 направляется на дневную поверхность в емкость 10 или в другую емкость по линии 11. Расход жидкости при этом принимают равным 3–5 л/с. После появления циркуляции во внутреннюю перфорированную трубу аэратора 6 подают компрессор-

ром 4 сжатый воздух и по линии 7 в НКТ уже поступает пена, которая начинает вытеснять из скважины жидкость.

В аэратор сжатый воздух подают постепенно, плавно и малыми дозами.

Такой режим образования пены необходим для предотвращения появления в скважине воздушных пробок. Наличие воздушных пробок резко повышает давление, что может вызвать большие осложнения вплоть до выхода из строя компрессора и устьевого оборудования. При больших расходах воздуха в пусковой период возникает резкая пульсация давления, хорошо фиксируемая манометрами 2 и расходомером 3. Правильный режим подачи воздуха для образования пены в аэраторе характеризуется плавным изменением давления жидкости, а затем по мере проникновения пены в НКТ давление постепенно снижается и после полной замены жидкости пеной при данной степени аэрации становится постоянным. Во избежание попадания жидкости в компрессор и воздуха в насос на их нагнетательных линиях устанавливают обратные клапаны 5. Дальнейший режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены зависит от параметров применяемого компрессора.

Промысловая практика показывает, что при использовании компрессора типа УКП-80 для образования пены в течение 7–8 ч снижается забойное давление в скважине глубиной 5000–6000 м на величину, равную 80–85 % гидростатического. Поэтому нет смысла применять более мощные компрессоры для вызова притока жидкости и газа из пласта двухфазной пеной. Напротив, можно использовать и менее мощные компрессоры. Однако при этом продолжительность вызова притока будет несколько больше. Таким образом, зная характеристику компрессора и задаваясь предельным давлением нагнетания, можно проектировать режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены.

Например, если используется компрессор типа УКП-80, то можно установить предельное давление нагнетания в пределах 6–7 МПа, т.е. при нагнетании пены в скважину путем постепенного снижения расхода жидкости и сохранения подачи компрессора на неизменном уровне максимальное давление нагнетания не должно превышать 6–7 МПа. Нижний предел нагнетания устанавливается в процессе постепенного увеличения степени аэрации — уменьшения плотности пены в стволе скважины. При этом важно не допустить пульсацию давления, что обычно характеризует неравномерное уменьшение расхода жидкости при сохранении на неизменном уровне подачи компрессора.

Таким образом, при замене в скважине жидкости на двухфазную пену, а затем пену с большей плотностью на меньшую для постепенного снижения забойного давления необходимо прежде всего добиваться устранения пульсации давления. Достигается это путем постепенного и плавного снижения расхода жидкости. При необходимости расход жидкости можно довести до 0,5–0,3 л/с при сохранении подачи компрессора на неизменном уровне.

Таким путем можно добиться существенного снижения давления на забое скважины, соблюдая при этом режим вызова притока жидкости и газа из пласта — плавность и отсутствие пульсации давления. Это очень важно для предотвращения преждевременного прорыва подошвенной воды, нижних и верхних вод, расположенных над кровлей и в подошве продуктивного пласта. Кроме того, плавный и постепенный режим снижения забойного давления предотвратит деформацию цементного кольца за эксплуатационной

колонной в интервале продуктивного пласта, а также разрушение призабойной зоны при наличии слабосцементированных коллекторов.

После достижения заданной величины забойного давления с учетом энергии сжатых пузырьков останавливают насос и компрессор. Дальнейшее снижение забойного давления происходит за счет реализации упругой энергии пенной системы, которая выражается в самоизливе пены из скважины. Следует отметить, что некоторые разновидности вызова притока жидкости и газа из пласта, применяемые иногда в промысловой практике, неправомерно противопоставляются пенным системам. Например, вызов притока с применением азота некоторыми промысловыми специалистами считается особым способом. На самом деле азот, как воздух, природный газ и другие, является газовой фазой пенной системы и его использование для образования пены даст лучшие результаты, чем самостоятельное применение азота для вызова притока из пласта. Некоторые специалисты считают возможным после уменьшения забойного давления путем постепенного снижения плотности пены в скважине оставшийся столб пены продавить (удалить из ствола скважины) воздухом. Такой способ совершенно неприемлем, так как применение воздуха в момент начала притока нефти или газа может вызвать серьезные осложнения. Мнение сторонников такого технологического приема, считающих, что применение воздуха на конечном этапе вызова притока из пласта несколько ускорит процесс заканчивания скважин, ошибочно. Во-первых, ускорение в этом случае может измеряться часами, не более. Во-вторых, задача состоит не в том, чтобы ускорить вызов притока на несколько часов или даже на сутки, а главным образом в том, чтобы обеспечить в процессе вызова притока при использовании пенных систем высокую продуктивность скважины за счет очистки призабойной зоны пласта и вовлечения в работу низкопроницаемых прослоев.

Анализ промысловой практики показывает, что применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является наиболее прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения скважин как разведочных, так и добывающих. Дальнейшее совершенствование этого способа должно идти по пути создания более компактных агрегатов для образования пены, условий для быстрого разрушения на поверхности поступающей из скважины пены в целях обеспечения непрерывной циркуляции [8].

Способ освоения скважины с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен предназначен для вызова притока жидкости и газа из пласта в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, для периодической очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от кольматирующих веществ в эксплуатирующихся скважинах, а также для освоения скважин после производства в них ремонтных работ. В целях повышения эффективности удаления кольматирующего пласт материала в процессе вызова пластового флюида пенообразующий массовый состав должен содержать компоненты (в %), представленные ниже.

Сульфонол (ОП-10)	2 (2)
Едкий натр	4 (3)
Нефть	0,04 (0,04)
Этиленгликоль	3 (10)
Пресная вода	Остальное

Сущность технологии очистки призабойной зоны пласта состоит в том, чтобы в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, до вызова притока

ка очистить пласт от твердой и жидкой фаз бурового раствора. В добывающих скважинах, находящихся длительное время в эксплуатации, необходимо периодически очищать призабойную зону пласта от глинистых частиц, асфальтосмолистых веществ, парафина и т.д. Кроме того, призабойную зону как в новых, так и в старых скважинах следует очищать от воды, проникшей в низкопроницаемые зоны продуктивной толщи.

Как показали лабораторные исследования, с помощью предложенных составов ПЗП очищается вполне удовлетворительно. За счет сочетания ПАВ и едкого натра происходит более эффективная пептизация в коагулирующих пласт веществах, которые затем в процессе вызова притока будут вынесены на поверхность. Нефть является гидрофобизатором поверхности частиц коагулирующих веществ, способствует лучшему прилипанию этих частиц к пузырькам пены и последующему выносу их потоком из ПЗП. Этиленгликоль (диэтиленгликоль) является дегидратом, т.е. способствует извлечению воды из низкопроницаемых зон пласта.

В процессе приготовления пенообразующего раствора указанного состава необходимо соблюдать последовательность введения реагентов в раствор. Так, предварительно в пресную воду вводят пенообразователь (сульфонол или ОП-10) и перемешивают до полного его растворения, затем в водный раствор пенообразователя добавляют нефть и все вновь тщательно перемешивают. После получения однородного состава в раствор добавляют этиленгликоль (диэтиленгликоль).

При приготовлении пенообразующего состава на основе ОП-10 содержание активного вещества в нем принимают за 100 %, и тогда концентрация товарного продукта ОП-10 составит 2 % согласно рецептуре.

Концентрация сульфонола в приведенной рецептуре принята из расчета содержания в нем 100 % активного вещества. Однако в товарном продукте сульфонола содержится не более 20–50 % активного вещества, поэтому в промысловых условиях необходимо увеличивать концентрацию сульфонола в рецептуре в зависимости от содержания в нем активного вещества.

Одним из важных условий повышения эффективности проводимого процесса является сохранение в неизменном состоянии полученной на поверхности пены в процессе ее нагнетания в скважину и последующего продавливания в пласт. Для выполнения этого используют буферные жидкости (нижняя и верхняя), в качестве которых применяется пенообразующий раствор вышеуказанного состава.

Последовательность проведения технологии освоения скважин с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен.

1. Имеющуюся в стволе скважины жидкость после перфорации колонны заменяют на водный раствор ПАВ с концентрацией 0,1–0,2 % (по активному веществу). Замену осуществляют прямой промывкой. Нагнетание водного раствора ПАВ в НКТ обеспечивает контакт минимального количества жидкости со вскрытой толщиной пласта.

2. После полной замены жидкости на водный раствор ПАВ в НКТ нагнетают 1–2 м³ пенообразующего раствора, затем закачивают пену и поверх пены вновь нагнетают 1–2 м³ пенообразующего раствора. Таким образом, пена движется в НКТ, находясь между двумя буферными жидкостями.

3. Задвижку в затрубном пространстве закрывают только тогда, когда половина нижней буферной жидкости окажется в затрубном пространстве. После этого начинается продавливание в пласт находящейся в НКТ второй

половины нижней буферной жидкости, заданного объема пены и всего объема верхней буферной жидкости водным раствором ПАВ концентрацией 0,1–0,2 %.

4. Объемы нижней и верхней буферных жидкостей (пенообразующий раствор, из которого образуют пену для нагнетания в пласт) в каждом конкретном случае определяют опытным путем.

5. Поскольку освоение скважин обычно проводят компрессорами типа УКП-80, то объем нагнетаемой в пласт пены для очистки его и степень аэрации определяют в зависимости от приемистости ПЗП, величины пластового давления и состояния эксплуатационной колонны. Степень аэрации может колебаться в пределах 0,5–2,0 в пластовых условиях, а объем пены в пересчете на пенообразующий раствор составит 3–10 м³.

6. После нагнетания в пласт пены и буферных жидкостей скважину оставляют под давлением в течение 1–3 ч.

7. По истечении указанного времени приступают к работам по вызову притока жидкости и газа из пласта.

Последовательность работ по освоению скважины двухфазной пеной следующая.

1. Постепенно снижают давление, открыв задвижку на устье скважины, и одновременно нагнетают в затрубное пространство двухфазную пену (концентрация ПАВ 0,1–0,2 % по массе активного вещества) для последующей полной замены на нее всей находящейся в стволе скважины жидкости.

2. Во избежание образования в кольцевом пространстве воздушных пробок в кольцевое пространство сначала нагнетают раствор ПАВ при расходе жидкости не более 3 л/с и одновременно подают через аэратор небольшое количество воздуха, постепенно увеличивая его расход до полной подачи компрессора. Отсутствие пульсации после аэратора будет свидетельствовать о равномерности смешивания водного раствора ПАВ с воздухом и образовании двухфазной пены.

3. Для дальнейшего уменьшения забойного давления постепенно снижают расход водного раствора ПАВ при постоянной подаче компрессора, т.е. увеличивая степень аэрации, что приводит к уменьшению плотности пены в стволе скважины.

Эта операция продолжается до получения полного притока нефти и газа из пласта. В процессе этих работ по мере снижения забойного давления ПЗП будет очищаться от загрязняющих пласт веществ. При необходимости повторной очистки ПЗП следует до вызова полного притока повторить нагнетание пены специального состава (ПАВ + едкий натр + нефть + этиленгликоль) [8].

На предприятии «Кубаньгазпром» применительно к геолого-эксплуатационной характеристике месторождений региона разработана технология освоения скважин с использованием двухфазных пен (П.П. Макаренко).

Сущность этой технологии состоит в том, что для вызова притока из пласта забойное давление уменьшают путем постепенного снижения плотности жидкости в скважине закачкой в нее двухфазной пены с различной степенью аэрации.

Использование пен при освоении скважин имеет ряд преимуществ:

соблюдаются благоприятные условия для планового вызова притока флюида из пласта, так как в результате изменения степени аэрации удается в широком диапазоне регулировать плотность пены и создавать необходимую величину депрессии на пласт;

в связи с плановым изменением депрессии исключается возможность разрушения пород призабойной зоны, цементного кольца и эксплуатационной колонны;

устраняется почти полностью проникновение воды в пласт и ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны;

предотвращается возможность образования взрывов с разрушением наземного и подземного оборудования, что может быть при освоении скважины с использованием воздуха.

Для получения пены в качестве газовой фазы используют воздух и водно-пенообразующий раствор ПАВ (сульфонол, ОП-10, ДС-РАС и др.). Раствор приготавливают следующего состава: ПАВ 0,1–0,3 % по массе, вода остальное. Для повышения стабильности в пенообразующий раствор в качестве стабилизатора добавляются КМЦ-600, РС-2, РС-4 и другие вещества.

Для разрушения пены после выполнения работ по освоению в необходимых случаях используют химические реагенты — пеногасители (триксан и др.).

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта, величины забойного давления, температуры, способа циркуляции (прямая или обратная) и других факторов определяются оптимальное соотношение компонентов в пенообразующей жидкости, плотность пены, степень аэрации, необходимый расход воздуха и жидкости и потребность в технических средствах.

Степень аэрации изменяется в пределах 5–120, расход воздуха — 8–16 м³/мин, плотность пены — 0,90–1,0 г/см³.

При отсутствии пенообразующих ПАВ разрешается осваивать скважину увлажненным воздухом (водовоздушная смесь) при выполнении всех параметров и режимов технологического процесса, предусмотренных для пены.

Перед освоением скважины фонтанная арматура должна быть соединена с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные направления. Каждый отвод должен иметь длину не менее 100 м и соединяться с факельной установкой с дистанционным зажиганием. Типы резьбовых соединений труб для отводов должны соответствовать ожидаемым давлениям, быть смонтированы и испытаны на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое максимальное давление. Отводы следует крепить к бетонным или металлическим забетонированным стойкам. К фонтанной арматуре должны быть подсоединены линии для глушения скважины через трубное пространство. Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами. Перед освоением на скважине необходимо иметь запас бурового раствора соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины без учета раствора, находящегося в скважине, а также запас химических реагентов и утяжелителя.

Технология освоения скважин с применением пен в зависимости от пластового давления имеет в основном три категории:

первая — $P_{\text{пл}} = (0,8 - 1,0) P_{\text{г}}$;

вторая — $P_{\text{пл}} = (0,5 - 0,7) P_{\text{г}}$;

третья — $P_{\text{пл}} = (0,1 - 0,4) P_{\text{г}}$,

где $P_{\text{пл}}$ — давление пластовое; $P_{\text{г}}$ — давление гидростатическое.

Для создания щадящих условий депрессии на пласт, в зависимости от величины пластового давления, в каждом конкретном случае освоение скважины с точки зрения циркуляции в ней пены осуществляется по одному из двух вариантов.

При первом варианте с пластовым давлением первой и второй категории схема циркуляции следующая. Замена столба жидкости в скважине пеной большой плотности производится с малой степенью аэрации при прямом способе циркуляции (пену закачивают через НКТ, а жидкость вытесняется на поверхность через кольцевое пространство). После замены жидкости пеной приступают к вызову притока, используя пену с меньшей плотностью; циркуляцию при этом осуществляют обратным способом — вытесняющую пену закачивают в кольцевое пространство, а вытесняемую удаляют из скважины через НКТ.

Второй вариант освоения скважины с низким пластовым давлением (третья категория) заключается в том, что циркуляция пены производится сразу обратным способом (закачка пены осуществляется в кольцевое пространство), а вытеснение жидкости и пены из скважины — через НКТ.

Плотность пены зависит от плотностей пенообразующего раствора и воздуха, истинного газосодержания φ и определяется по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \varphi \rho_{\text{г}}^0 \frac{T_0}{T}, \quad (12.25)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность пены, кг/м³; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность пенообразующего раствора, кг/м³; $\rho_{\text{г}}^0$ — плотность газа при нормальном давлении p_0 и температуре T_0 , кг/м³; φ — газосодержание (кг/м³); p — статическое давление столба пены в скважине, МПа; T — температура пластовая в скважине °С.

Так как плотность двухфазной пены можно регулировать в пределах от 900 до 100 кг/м³, что достигается постепенным увеличением газосодержания, то вызов притока из пласта можно осуществлять плавно.

Скважины глубиной до 3000 м рекомендуется осваивать при расходе пенообразующего раствора 3–5 л/с, а глубже 3000 м — при расходе 2–6 л/с. При освоении скважин глубиной 5000–6000 м рекомендуется использовать компрессоры, по технической характеристике обеспечивающие давление 8–12 МПа и подачу воздуха 8–16 м³/мин.

Таблица 12.11

Расход газа (воздуха) $Q_{\text{в}}$ при определенных значениях расхода жидкости $Q_{\text{ж}}$ и степени аэрации α

Степень аэрации α	Расход жидкости $Q_{\text{ж}}$								
	2/0,12	3/0,18	4/0,24	5/0,30	6/0,36	7/0,42	8/0,48	9/0,54	10/0,60
5	10/0,6	15/0,9	20/1,2	25/1,5	30/1,8	35/2,1	40/2,4	45/2,7	50/3,0
10	20/1,2	30/1,8	40/2,4	50/3,0	60/3,6	70/4,2	80/4,8	90/5,4	100/6,0
20	40/2,4	60/3,6	80/4,8	100/6,0	120/7,2	140/8,4	160/9,6	180/10,8	200/12,0
30	60/3,6	90/5,4	120/7,2	150/9,0	180/10,8	210/12,6	240/14,4	240/16,2	300/18,0
40	80/4,8	120/7,2	160/9,6	200/12,0	240/14,4	280/16,8	220/19,2		
50	100/6,0	150/9,0	200/12,0	250/15,0	300/18,0				
60	120/7,2	180/10,8	240/14,4	300/18,0					
70	140/8,4	210/16,8	280/16,8						
80	160/9,6	240/14,4							
90	180/10,8	270/16,2							
100	200/12,0	300/18,0							
110	220/13,2								
120	240/14,4								

Примечание. В числителе приведены величины в л/с, в знаменателе — в м³/мин.

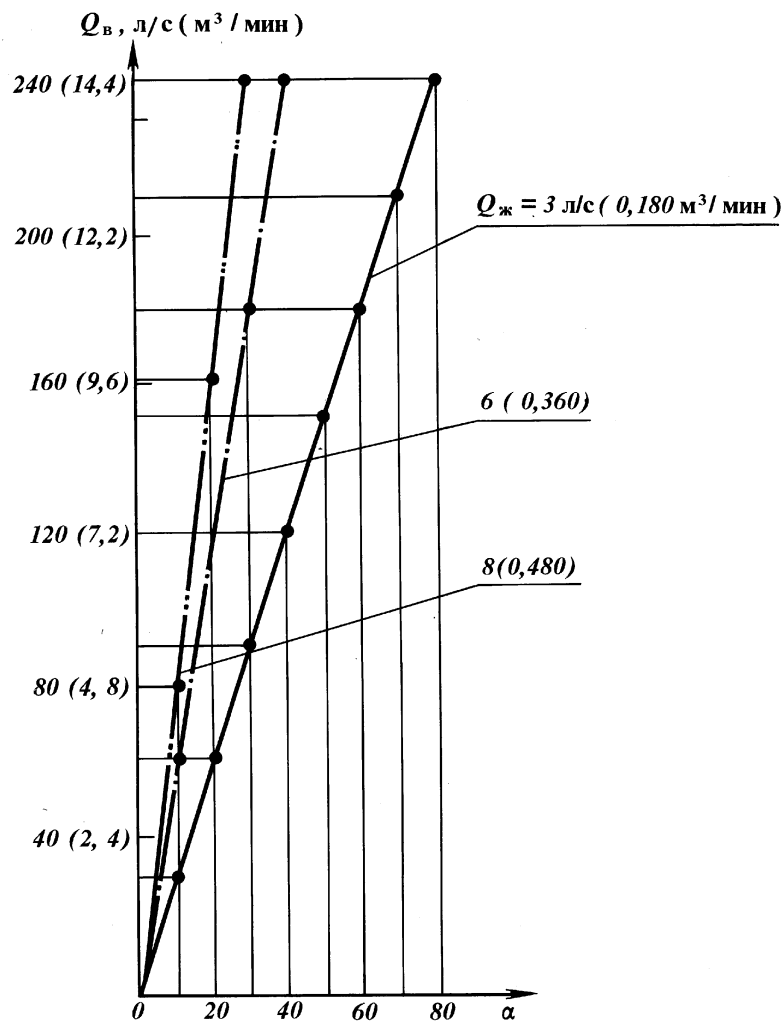


Рис. 12.24. Зависимость степени аэрации α от расхода воздуха $Q_{\text{в}}$ при постоянном расходе жидкости $Q_{\text{ж}}$

Процесс постепенного повышения степени аэрации при постоянном расходе пенообразующего раствора должен быть прекращен после достижения заданного забойного давления

$$p = p_1 - p_2,$$

где p_1 — текущее забойное давление в процессе освоения скважины; p_2 — величина снижения забойного давления после остановки насоса и компрессора вследствие самоизлива пены при данной степени аэрации.

К параметрам режима освоения относятся; степень аэрации — 5, 10, 20, 40, 60, 80, 120; расход сжатого воздуха — 8–16 м³/мин; плотность пены — 900–100 кг/м³; забойное допустимое давление — $(p_{\text{пл}} + x)$ МПа, где x — расчетная величина, равная $(0,1 \div 0,2) p_{\text{пл}}$.

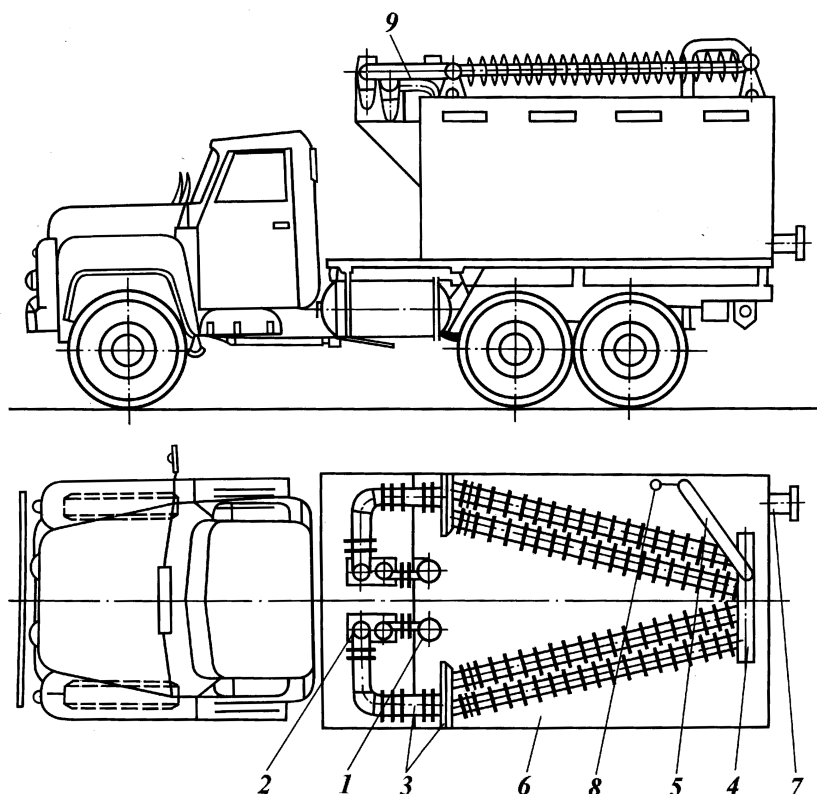


Рис. 12.25. Оборудование для очистки, охлаждения и закачки выхлопных газов в скважину компрессором СД-9/101:

1 — выхлопной коллектор дизель-мотора В-2; 2 — циклонные сепараторы; 3 — термоэкранные трубопроводы; 4 — адсорбер; 5 — всасывающий коллектор компрессора СД-9/101; 6 — компрессор СД-9/101; 7 — нагнетательная линия; 8 — термометр; 9 — отбор выхлопных газов из коллектора дизель-мотора

Основным параметром освоения скважины является забойное давление. Оно получается расчетным путем или задается.

Отличительная особенность освоения скважины второй категории от первой заключается в том, что в начальный период освоения, когда в НКТ нагнетается пена для вытеснения жидкости из скважины, степень аэрации принимается значительно выше. Она должна иметь такую величину, чтобы за время замены столба жидкости в скважине пеной при прямой системе циркуляции забойное давление было бы на уровне пластового.

Вызов притока газа в скважинах третьей категории производится с самого начала путем нагнетания двухфазной пены в кольцевое пространство с малым расходом жидкости (3–5 л/с) с постепенным повышением степени аэрации вплоть до фонтанирования скважины.

В табл. 12.11 приведены данные о расходе газа (воздуха) Q_v при определенном расходе жидкости $Q_{ж}$ и принятой степени аэрации α . На рис. 12.24 приведен график зависимости степени аэрации α от расхода воздуха при постоянном расходе жидкости $Q_{ж}$.

СевКавНИПИгазом разработана технология освоения скважин с использованием инертных выхлопных газов по замкнутому циклу дизель-мотор — компрессор — скважина, которая может быть рекомендована в нефтегазовой отрасли. Выхлопные газы дизель-мотора содержат в газообразном состоянии 80 % азота, до 10 % — оксидов углерода, до 3 % — оксида и диоксида азота, 3–4 % — бензопирена и около 2 % остаточного после окисления топлива кислорода.

На рис. 12.25 показано оборудование для очистки, охлаждения и закачки выхлопных газов в скважину компрессором СД-9/101.

Технология гарантирует безопасные условия освоения скважин и эффективность процесса.

12.5.5. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЗОТНЫХ ГАЗИФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ТИПА АГУ-8К

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха –30 °С и 50 °С [134]. При планировании и проведении процессов освоения следует учитывать ограниченный объем жидкого азота в установке АГУ-8К.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). В результате регулирования средней плотности закачиваемой в скважину системы и использования упругих свойств газа и пены по мере их выпуска из скважины можно снизить противодействие на пласт в необходимых пределах.

Область применения различных азотсодержащих циркуляционных флюидов — газообразного азота, газированной им жидкости (пены) — для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотсодержащих систем — последовательной в один и более циклов промывки скважин газированной азотом жидкостью (пенной), которая, при необходимости, может быть вытеснена из скважины азотом.

Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Применение азота при кислой обработке улучшает условия освоения скважин и очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает безопасность работ.

Технология азотно-кислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается

в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пенной).

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Подаваемый в пласт вместе с кислотой газ обеспечивает более глубокий охват призабойной зоны кислотным воздействием и заполнение части порового пространства коллектора нереагирующим и незакупоривающим агентом — азотом. Последнее в значительной мере способствует более легкому удалению продуктов реакции из пласта при вызове притока и более рациональному использованию кислоты в процессе обработки, что в конечном счете обеспечивает лучшую очистку и рост проницаемости призабойной зоны пласта и повышение его нефтеотдачи.

Операция по азотно-кислотному воздействию на пласт повышает начальную производительность скважин вследствие увеличения проницаемости призабойной зоны.

Технология предусматривает газификацию на скважине жидкости, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта и азотно-кислотную обработку призабойной зоны.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономических показателей кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях, отличающихся слабопроницаемыми породами и сравнительно низкими пластовыми давлениями.

Предельное снижение уровня жидкости при вызове притока путем вытеснения ее из скважины газообразным азотом составляет 2700 м, если скважина была заполнена водой, и 3300 м, если скважина была заполнена нефтью плотностью 850 кг/м³.

Наиболее целесообразно освоение скважин глубиной 2000–5000 м газированными азотом системами (пенной). Азотно-кислотная обработка призабойной зоны может быть совмещена с вызовом притока нефти и газа из пласта. Продуктивный (перспективный) пласт при этом должен быть представлен устойчивыми породами.

Давление закачиваемой в скважину азотно-жидкостной смеси при использовании жидкостно-газовых эжекторов составляет 35 МПа с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры. Величина создаваемой депрессии на забое не должна превышать предельно допустимых значений, определяемых геолого-техническими условиями и расчетом на прочность обсадной колонны на смятие наружным давлением. При разобобщенности непроницаемым пропластком осваиваемого объекта и находящемся сверху или снизу от него водоносного (или обводнившегося) пласта перепад давления на 1 м высоты цементного кольца на участке непроницаемых пород не должен превышать 2,0 МПа.

В процессе работ необходимо контролировать следующие показатели:

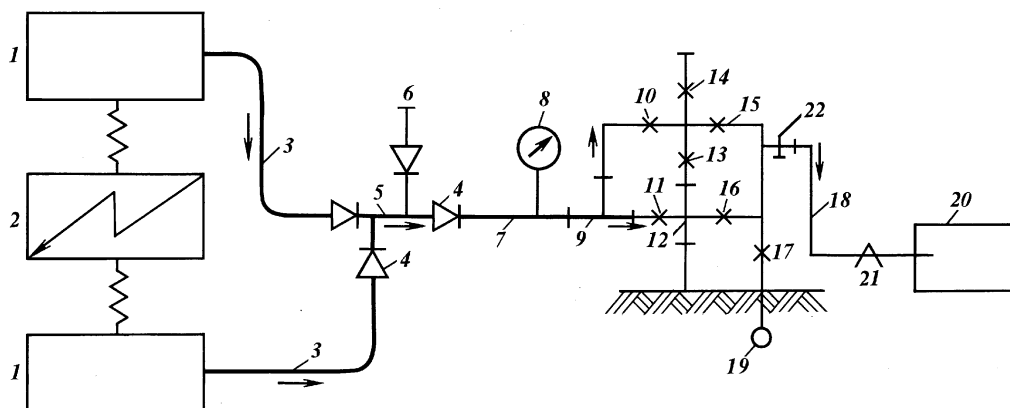


Рис. 12.26. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:

1 — азотная газификационная установка; 2 — электростанция; 3 — газопровод (шланги высокого давления); 4 — обратный клапан; 5 — узел подключения азотных газификационных установок к скважине ("гребенка"); 6 — заглушка на резервном входе "гребенки"; 7 — нагнетательная линия для подачи газа в скважину; 8 — манометр; 9 — тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству; 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17 — задвижки фонтанной арматуры; 12 — крестовина; 18 — выкидная линия для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 19 — нефтесборный коллектор; 20 — накопительная емкость; 21 — якорь стопорный для закрепления выкидной линии; 22 — пробоотборный кран

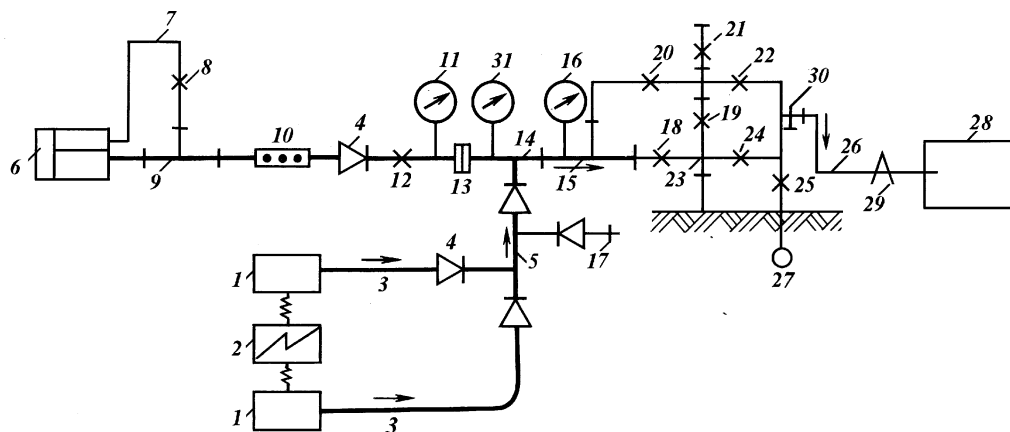


Рис. 12.27. Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока с применением газированной жидкости (пены):

1 — азотная газификационная установка; 2 — электростанция; 3 — газопровод (шланги высокого давления); 4 — обратный клапан; 5 — узел подключения азотных газификационных установок к скважине ("гребенка"); 6 — насосный агрегат; 7 — трубопровод для сброса жидкости в емкость насосного агрегата; 8 — вентиль или блок вентилей для регулирования расхода пенообразующей жидкости (делитель расхода); 9 — тройник; 10 — фильтр; 11, 16, 31 — манометры; 12 — запорное устройство для отключения линии, подключенной к насосному агрегату; 13 — штуцер; 14 — смеситель жидкой и газообразных фаз (тройник, аэратор или эжектор); 15 — тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству скважины; 17 — заглушка на резервном входе "гребенки"; 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25 — задвижка фонтанной арматуры; 23 — крестовина; 26 — выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 27 — нефтесборный коллектор; 28 — накопительная емкость; 29 — якорь стопорный для закрепления трубопровода; 26, 30 — пробоотборный кран

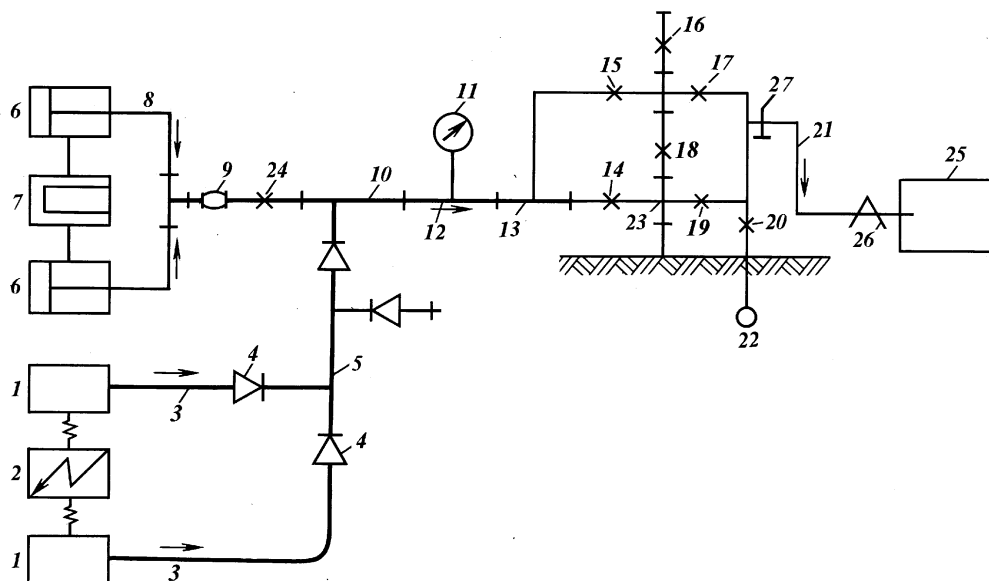


Рис. 12.28. Схема обвязки оборудования и устья скважины при азотно-кислотной обработке призабойной зоны пласта и вызове притока:

1 – газификационная установка; 2 – электростанция; 3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – “гребенка”; 6 – насосный агрегат; 7 – кислотовоз; 8 – трубопровод для подачи кислотного раствора или пенообразующей жидкости в смеситель (эжектор); 9 – оборудование для регулирования соотношения фаз; 10 – смеситель (азатор, тройник, эжектор); 11 – манометр; 12 – нагнетательная линия для подачи технологического агента (жидкости, газированной жидкости (пены), газа) в скважину; 13 – тройник; 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 – задвижки фонтанной арматуры; 21 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 22 – нефтесборный коллектор; 23 – крестовина фонтанной арматуры; 24 – задвижка для отключения линии насосных агрегатов; 25 – накопительная емкость; 26 – якорь стопорный для закрепления трубопровода; 27 – пробобортный кран

изменение во времени величины давления на нагнетательных линиях азотных газификационных установок, насосных агрегатов и на устье скважины;

момент начала первого поступления рабочего агента через башмак НКТ (по изменению давления нагнетания на устье);

подачу и давление жидкости, нагнетаемой в смеситель;

использованное и оставшееся количество азота, кислотных растворов и растворов ПАВ;

величину остаточной кислотности извлекаемого из скважины отработавшего кислотного раствора;

общую продолжительность операции и изменение продуктивности скважины.

Перед началом работ следует расчистить и спланировать площадку вокруг скважины для размещения и нормальной работы оборудования, оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и обвязать с нефтесборным коллектором. Перед закачиванием рабочего агента (газообразного азота, пены) устье скважины необходимо оборудовать трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечивались возможность нагнетания рабочего агента в трубное и межтрубное пространства и одновременно выход жидкости из межтрубного и трубного пространств скважины.

Схемы обвязки наземного оборудования и устья скважины:

для вызова притока из пласта путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом (рис. 12.26);

для вызова притока из пласта с использованием газированной азотом жидкости (пены) (рис. 12.27);

для азотно-кислотной обработки призабойной зоны пласта с последующим вызовом притока (рис. 12.28).

Обвязку эжектора следует осуществлять таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

У задвижек фонтанной арматуры 15 (рис. 12.26), 22 (см. рис. 12.27) и 17 (см. рис. 12.28) необходимо установить регулируемые штуцера диаметром 8–16 мм. Конец линии 7 делителя расхода 8 (см. рис. 12.27) следует опустить до дна каждого отсека мерной емкости насосного агрегата (для исключения вспенивания жидкости) и закрепить. Площадь проходного сечения вентиля (вентилей) делителя расхода 8 должна составлять 0,8–1,5 см².

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ВОДНОГО РАСТВОРА ПАВ (ПЕНООБРАЗУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ)

Приготовление пенообразующей жидкости следует выполнять в свободном отсеке мерной емкости цементирующего агрегата непосредственно в процессе закачивания газированной азотом жидкости (пены) в скважину. Возможен вариант заблаговременного приготовления пенообразующей жидкости в передвижной емкости или автоцистерне.

На 1 м³ воды необходимо добавлять от 3 до 7 кг (в пересчете на активное вещество) сульфонола, ОП-10 или других ПАВ.

Величина добавления ПАВ к воде зависит от ее солевого состава, качества ПАВ и может быть уточнена экспериментальным путем. Для этого в лабораторных условиях по методике ВНИИ (В.А. Амийн) следует определить зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах 0,05–1,00 % по объему активного вещества, и принять такое минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены составляет не менее 95 % от максимально возможной. При отрицательной температуре окружающего воздуха следует применять подогретую пенообразующую жидкость.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ И ПРОДАВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ АЗОТНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

При азотно-глинокислотной обработке закачивание кислотного раствора в пласт целесообразно проводить двумя порциями. Для сокращения непроизводительного расходования плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые хорошо реагируют с соляной кислотой, и предотвращения образования нерастворимых фторидов в качестве первой порции кислотного раствора, составляющей 39–40 % от общего объема раствора, применяется 10–15 %-ная соляная кислота. В качестве второй порции необходимо использовать 10–15 %-ную соляную кислоту с добавкой 2–4 % плавиковой кислоты. Необходимый объем кислотного раствора следует определять по результатам лабораторных исследований в условиях, близких к пластовым, и имеющегося промыслового опыта. В качестве продавочной жидкости следует использовать воду, нефть или газированную азотом жидкость (пену).

Объем продажной жидкости $V_{пр}$ устанавливают, исходя из условия заполнения ею внутреннего объема НКТ, объема эксплуатационной колонны в интервале перфорации и вытесняемой в призабойную зону пласта части объема кислотного раствора с целью полной его нейтрализации, согласно зависимости

$$V_{пр} = V_{нкт} + V'_{эк} + \alpha V_{кр}, \quad (12.26)$$

где $V_{нкт}$ — внутренний объем НКТ; $V'_{эк}$ — объем эксплуатационной колонны в интервале перфорации; $V_{кр}$ — объем кислотного раствора; K — опытный коэффициент, определенный по данным лабораторных исследований (для ПО "Укрнефть" $K = 0,5$).

Формула (12.26) справедлива для терригенных коллекторов.

Для карбонатных коллекторов следует использовать зависимость

$$V_{пр} = V_{нкт} + V'_{эк}. \quad (12.27)$$

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ГАЗИРОВАННОЙ АЗОТОМ ЖИДКОСТИ (ПЕНЫ) С НЕОБХОДИМОЙ СТЕПЕНЬЮ ГАЗИФИКАЦИИ α

Требуемая степень газификации достигается за счет регулирования подачи пенообразующей жидкости в смеситель 14 (см. рис. 12.27) с помощью делителя расхода жидкости 8 при неизменном расходе газа, также подаваемого в смеситель 14. Например, изменение расхода пенообразующей жидкости от 1 до 4 л/с при постоянной подаче азота 200 л/с, что соответствует одновременной работе двух установок АГУ-8К, обеспечивает регулирование α от 50 до 200.

Пенообразующая жидкость подается агрегатом 6 (см. рис. 12.27) в смеситель 14 через делитель расхода 8, фильтр 10 и обратный клапан 4. Азот подается в смеситель 14 по газовым линиям 3 через обратные клапаны 4. Заданный расход пенообразующей жидкости обеспечивается путем поддержания постоянным определенного перепада давления на штуцере 13 посредством регулирования степени открытия вентиля (вентилей) делителя расхода 8. Контроль за перепадом давления на штуцере 13 осуществляется манометрами 11 и 31, а за расходом жидкости — по изменению ее уровня в емкости насосного агрегата 6, куда сбрасывается избыток жидкости по линии 7. Регулирование соотношения подаваемых в скважину объемов азота и жидкости осуществляется таким образом, чтобы исключалось образование газовых пробок в скважине и резкое колебание давления при нагнетании смеси в скважину.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ГАЗООБРАЗНЫМ АЗОТОМ

Она включает работы по вызову притока из пласта и может применяться в следующих случаях:

- при освоении скважин, содержащих сероводород;
- при освоении скважин в зоне влияния подземного горения;
- при проведении работ в зимний период в условиях низких температур окружающего воздуха.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на газообразный азот служат номограммы, приведенные на рис. 12.29 и 12.30. Пользуясь номограммами, можно определить необходимый объем

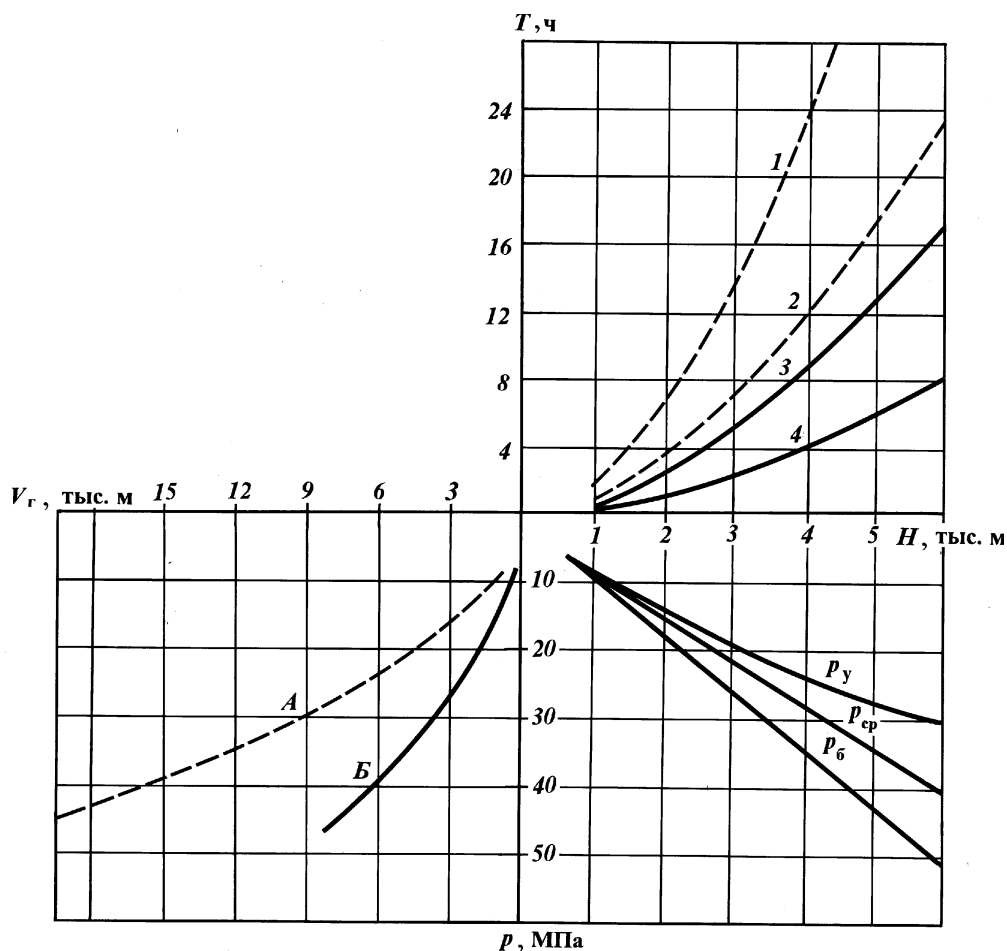


Рис. 12.29. Номограмма для определения параметров процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом при $\rho_{\text{ж}} = 850 \text{ кг/м}^3$:

$p_{\text{у}}$, $p_{\text{б}}$ — давление на устье и у башмака лифта при нагнетании азота в скважину соответственно, МПа; $p_{\text{ср}}$ — среднее давление в скважине, заполненной азотом, МПа; А, Б — закачивание в межтрубное пространство и лифт соответственно; $q_{\text{а}}$ — расход азота

Кривая	$q_{\text{а}}, \frac{\text{м}^3}{\text{мин}}$	Закачивание
1	6	В межтрубное пространство
2	12	То же
3	6	В трубное пространство
4	12	То же

газообразного азота $V_{\text{г}}$, максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{\text{у}}$ и продолжительность операции T от начала закачивания азота до первого прохода его через башмак лифта или полного осушения скважины (если это необходимо и возможно) при заданных глубине скважины H , плотности жидкости в скважине $\rho_{\text{ж}}$, расходе азота $q_{\text{а}}$ и выбранном варианте закачивания (в трубное или межтрубное пространство).

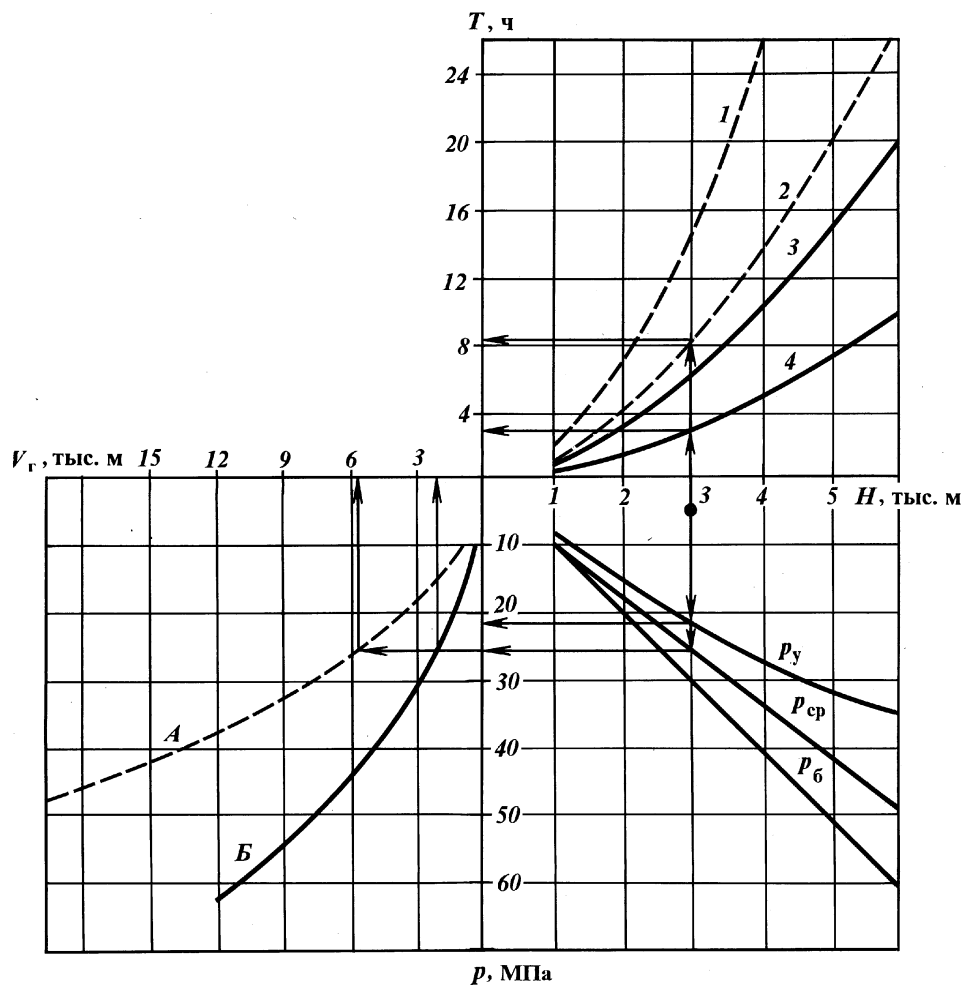


Рис. 12.30. Номограмма для определения параметров процесса по вызову притока из пласта газообразным азотом при $\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$. Обозначения см. на рис. 12.29

Построение номограмм проведено для скважин, оборудованных 146-мм эксплуатационной колонной и 73-мм НКТ при различной глубине их спуска. Температура на устье скважины принята 10°C , градиент ее изменения составляет $2,3^\circ\text{C}$ на 100 м глубины. Расход газа q_a принят равным 6 и $12 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Порядок пользования номограммами указан стрелками.

Так, например, в случае применения двух установок АГУ-8К ($q_a = 12 \text{ м}^3/\text{мин}$) для освоения скважины, заполненной до устья жидкостью плотностью 1000 кг/м^3 (см. рис. 12.30), к моменту прорыва газа через башмак лифта (при $H = 3000 \text{ м}$) необходимо осуществить закачивание $2,1 \text{ тыс. м}^3$ азота в лифт (при прямой промывке) или $5,5 \text{ тыс. м}^3$ азота в межтрубное пространство при обратной промывке. Длительность нагнетания при работе двух установок АГУ-8К составляет 3 и $8,2 \text{ ч}$ соответственно. Ожидаемое устьевое давление составляет $21,8 \text{ МПа}$.

Объем газа, установленный по номограмме, должен быть увеличен на значение, необходимое для дренирования пласта в начальной стадии вызова притока. Этот дополнительный объем газа V_A определяется из равенства

$$V_A = 60q_a T_A. \quad (12.28)$$

где T_A — продолжительность работ, связанных с дренированием пласта, начиная с момента первого прохода газа до окончания работ по вызову притока или пуска скважины в работу, ч (принимается по опыту освоения скважин на данном месторождении; для условий Украины составляет 2–6 ч); q_a — суммарная производительность азотных установок, участвующих в работе, м³/мин.

При пользовании номограммами решаются и обратные задачи. Например, можно определить предельную глубину освоения по располагаемому объему азота и другие.

Перед проведением работ по вызову притока в скважину спускается колонна насосно-компрессорных труб до забоя и скважина промывается. Затем приподнимается НКТ и башмак устанавливается на 5–10 м выше интервала перфорации. После оборудования устья приступают к замене жидкости в скважине на газообразный азот, выполняя операции в следующем порядке.

Открывают устьевые задвижки 11, 13, 15 и закрывают задвижки 10, 14, 16, 17 (см. рис. 12.26). С помощью газификационных установок 1 по шлангам высокого давления 3 через обратные клапаны 4 осуществляется подача газообразного азота в межтрубное пространство скважины через "гребенку" 5, нагнетательную линию 7 и тройник 9. Вытесняемая газообразным азотом и выходящая из скважины жидкость по выкидной линии 18 поступает в накопительную емкость 20. Нагнетание в скважину газообразного азота следует осуществлять в расчетном объеме, не превышая максимального рабочего давления газификационных установок. При необходимости снижения продажного давления в скважину следует закачать порцию воды, обработанной ПАВ, или нефти.

Контроль за процессом закачивания газообразного азота в скважину ведется по показаниям манометра 8 на нагнетательной линии 7 (см. рис. 12.26) и на щитах управления газификационных установок. По мере нагнетания газообразного азота в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва (прохода) газа через башмак НКТ, после чего оно начинает резко уменьшаться.

Во избежание выброса жидкости и газообразного азота на выкидной линии 18 необходимо регулировать противодействие в трубном пространстве скважины с помощью задвижки 15, оборудованной штуцером (см. рис. 12.26). Подача газообразного азота в скважину (при отсутствии притока) ведется в количестве, необходимом для создания максимально возможной депрессии на пласт, после чего необходимо закрыть задвижку 11 и при открытых задвижках 15, 16 на выкидной линии (см. рис. 12.26), поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня жидкости в скважине.

При появлении даже незначительных признаков нефти или газа продолжить вызов притока для очистки призабойной зоны пласта, затем закрыть трубное и межтрубное пространства скважины и следить за подъемом давления на устье. При повышении давления на буфере до величины, достаточной для работы скважины, в системе сбора закрываются задвижки 15, 16, отсоединяется линия 18, ставится на месте ее подключения заглушка и открыва-

ются задвижки 15, 17, направляя продукцию скважины в нефтесборный коллектор 19 (см. рис. 12.26).

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ГАЗИРОВАННОЙ АЗОТОМ ЖИДКОСТЬЮ (ПЕНОЙ)

Она предназначена для вызова притока нефти и газа из пласта и применяется в следующих случаях:

- для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления;
- с целью экономии азота.

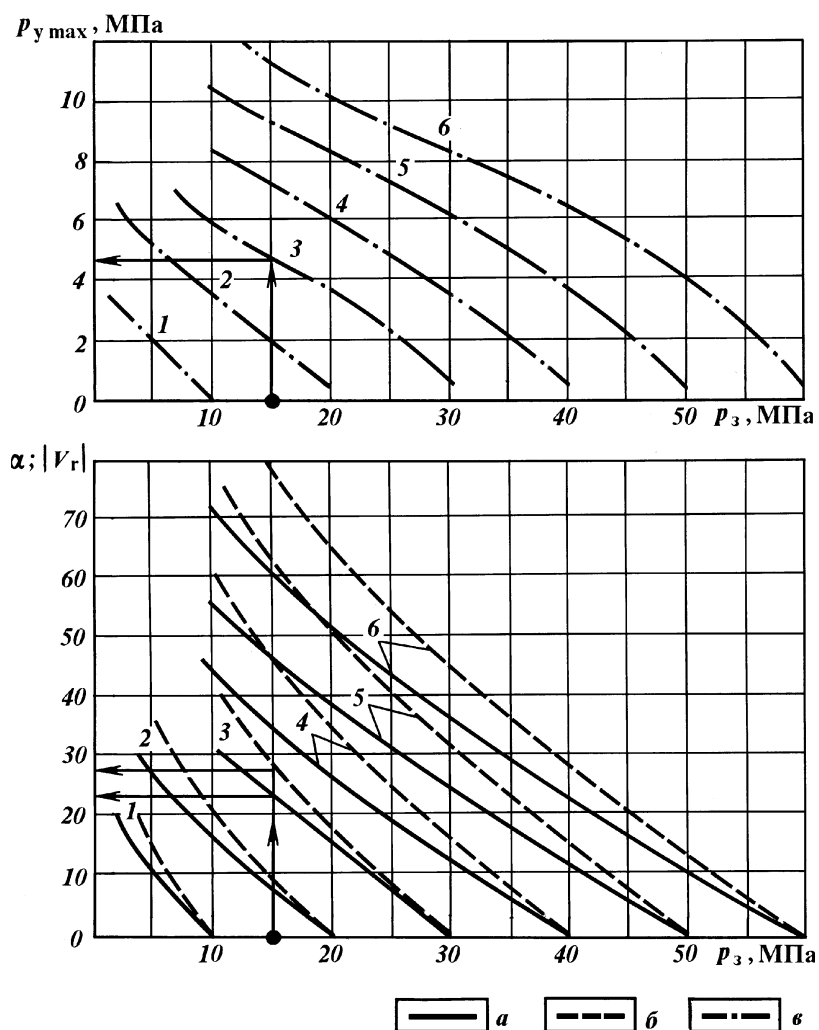


Рис. 12.31. Номограммы для определения параметров процесса вызова притока из пласта с применением пены с последующим ее самоизливом из скважины:
 a — относительный объем газа $|V_r|$; b — степень газификации α ; v — максимальное устьевое давление $p_{y \max}$; 1, 2, 3, 4, 5, 6 — глубина осваиваемой скважины соответственно 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 м

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине на пену с последующим ее самоизливом, независимо от диаметров обсадной колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 12.31.

Пользуясь номограммами, можно определить необходимую степень газификации α , объем газообразного азота V_r и максимальное устьевое (продавочное) давление $p_{y \max}$, обеспечивающие требуемое забойное давление p_z при заданных глубине скважины H и плотности жидкости в скважине $\rho_{\text{ж}} = 1,000 \text{ г/см}^3$.

Необходимый объем газообразного азота определяется из равенства

$$V_r = |V_r| V_c, \quad (12.29)$$

где $|V_r|$ — относительный объем газообразного азота, который определяется по номограмме, $\text{м}^3/\text{мин}$; V_c — объем пространства скважины, в которое производится нагнетание пены, м^3 .

Необходимый объем пенообразующей жидкости $V_{\text{ж}}$ определяется из зависимости

$$V_{\text{ж}} = \frac{|V_r| V_c}{\alpha}. \quad (12.30)$$

Величины $|V_r|$ и α определяются по номограмме (см. рис. 12.31). Например, при $H = 3000 \text{ м}$, $\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ и $p_z = 15,0 \text{ МПа}$ значения α , $p_{y \max}$ и $|V_r|$ составляют 28; 4,8 МПа и 22 соответственно.

Отсюда согласно формулам (12.29) и (12.30) $V_r = 22 V_c \text{ м}^3$ и $V_{\text{ж}} = 22 V_c / 28 \text{ м}^3$.

Для определения рабочих параметров при замене жидкости в скважине пеной с ее самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом, независимо от диаметров колонны и лифта, служат номограммы, приведенные на рис. 12.32.

Пользуясь номограммами, можно определить требуемый минимальный объем газа V_r , в том числе для приготовления пены $V_{\text{пж}}$, необходимую степень газификации α и максимальное продавочное давление на устье $p_{y \max}$, обеспечивающие забойное давление p_z при заданных глубине скважины H , плотности жидкости в скважине $\rho_{\text{ж}}$ и условии минимизации объема используемого азота ввиду ограниченных возможностей азотных установок по запасу жидкого азота.

Объем пенообразующей жидкости $V_{\text{ж}}$ определяется из уравнения

$$V_{\text{ж}} = \frac{|V_{\text{пж}}| V_c}{\alpha}, \quad (12.31)$$

где значение $|V_{\text{пж}}|$ определяют из номограммы (см. рис. 12.32).

Пример. При $H = 3000 \text{ м}$, $\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ значения α , V_r , $V_{\text{пж}}$, $p_{\text{пж}}$, $p_{y \max}$, p_z согласно номограммам составляют 86; 67 V_c ; 55 V_c ; 9,0 МПа; 2,5 МПа соответственно.

Согласно уравнению (12.31) $V_{\text{ж}} = 55 V_c / 86 \text{ м}^3$.

Порядок выполнения операций. Приготавливается пенообразующая жидкость. Открываются задвижки 12, 18, 19, 22, закрываются задвижки 20, 21, 24, 25 (см. рис. 12.27). С помощью цементировочного агрегата 6 и азотных газификационных установок 1 производится приготовление и нагнетание газированной жидкости (пены) в межтрубное пространство скважины по нагнетательной линии, обвязанной с фонтанной арматурой. Вытесняемая газированной жидкостью (пеной) и выходящая из скважины жидкость по выкидному трубопроводу 26 поступает в накопительную емкость 28.

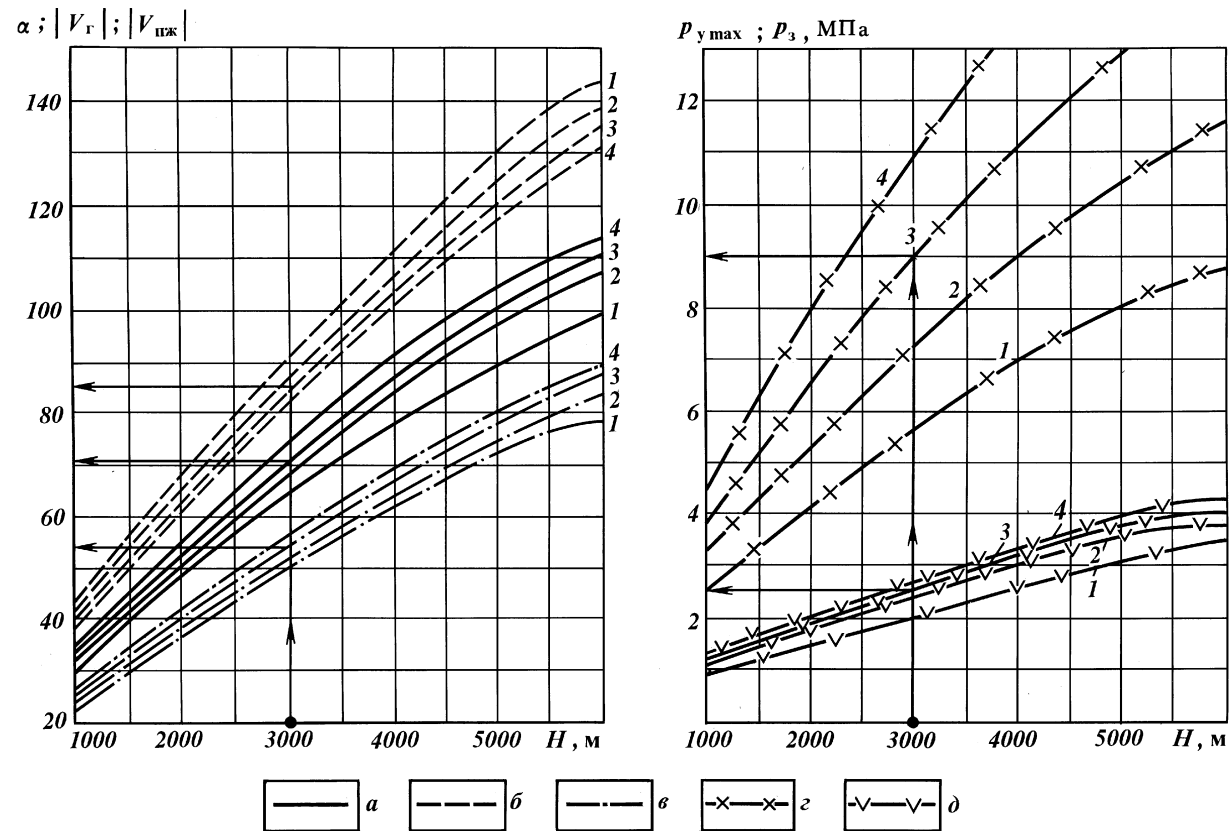


Рис. 12.32. Номограмма для определения параметров процесса вызова притока из пласта пеной с самоизливом и последующим осушением скважины газообразным азотом:
 $\ddagger$ — минимально необходимый относительный объем газа $|V_r|$; b — степень газификации α ; — относительный объем газа для приготовления пены $|V_{цж}|$; — максимальное устьевое давление $p_{y \max}$; — забойное давление p_z ; 1, 2, 3, 4 — плотность жидкости в скважине 800, 900, 1000, 1100 кг/м³

Контроль за процессом закачивания газированной азотом жидкости (пены) производится по показаниям манометров *11, 31, 16*, манометров на щитах управления газификационных установок *1* и на насосе цементировочного агрегата *6* (см. рис. 12.27).

По мере нагнетания газированной азотом жидкости (пены) в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва пены через башмак лифта, после чего оно начинает уменьшаться.

После первого прохождения пены через башмак лифта уменьшается подача пенообразующей жидкости и проводится промывка скважины при повышенной степени газификации или приступают к осушению скважины газообразным азотом.

При использовании аэратора или тройника в качестве смесителя давление пенообразующей жидкости, подаваемой в смеситель *14* насосным агрегатом *6* (см. рис. 12.27), не должно превышать предельного максимального давления, развиваемого азотной газификационной установкой *1*, с учетом прочности эксплуатационной колонны и устьевой арматуры. Если это условие не выполняется, то следует вместо аэратора использовать эжектор. Для обеспечения устойчивой работы эжектора в процессе нагнетания пены необходимо поддерживать давление жидкости на входе в сопло эжектора не менее чем в 1,5–2,5 раза выше давления, получаемого на выходе эжектора или на устье скважины.

Давление газа на выкиде азотных установок в процессе нагнетания газированной жидкости (пены) должно постепенно возрастать. В случае повышения давления газа до величины, максимально допустимой для АГУ-8К или эксплуатационной колонны, следует кратковременно, на две-три минуты остановить подачу газообразного азота, продолжая закачивание жидкости насосным агрегатом для снижения давления нагнетания. После окончания промывки скважины пеной задвижка *18* закрывается (см. рис. 12.27) и открывается задвижка *24* и в течение не менее 1,5 ч осуществляется самоизлив пены одновременно из трубного и межтрубного пространств скважины по трубопроводу *26* в накопительную емкость *28*.

При отсутствии признаков притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых 1,5 ч необходимо продолжить самоизлив до его окончания. При отсутствии притока и в этом случае следует поставить скважину на ожидание притока на период до 48 ч с прослеживанием уровня в скважине. При наличии притока нефти и газа задвижки *22, 24* закрываются, отсоединяется трубопровод *26*, ставится на месте его подключения заглушка и открываются задвижки *22, 25*; продукция скважины направляется в нефтесборный коллектор *27* (см. рис. 12.27).

ТЕХНОЛОГИЯ АЗОТНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЗП

Она предназначена для восстановления и улучшения коллекторских свойств сильно загрязненного при вскрытии или слабопроницаемого продуктивного пласта с целью облегчить условия по вызову притока нефти и газа и повышению нефтегазоотдачи скважины.

Подготовительные работы. В скважину спускают колонну НКТ до забоя и промывают скважину. После промывки приподнимают НКТ, установив башмак лифта на 2–3 м выше верхнего перфорационного отверстия.

Оборудование устья скважины. Если ожидаемое максимальное давление нагнетания азотно-кислотной смеси превышает допустимое для эксплуатационной колонны, то НКТ следует оборудовать пакером двухстороннего действия (с обратным клапаном), установив его выше интервала перфорации. Пакер должен обеспечивать закачивание азотно-кислотной смеси в пласт и пропуск жидкости из межтрубного пространства в трубное при вызове притока флюида из пласта.

Определяется приемистость пласта в зависимости от давления нагнетания. Последнее не должно составлять более 80 % от давления гидроразрыва пласта. В случае недостаточной приемистости пласта из-за загрязнения призабойной зоны необходимо провести следующие мероприятия по увеличению приемистости, обычно выполняемые перед кислотной обработкой:

установить кислотную ванну и путем тщательной промывки удалить продукты реакции с забоя скважины;

в случае возможного отложения в призабойной зоне тяжелых компонентов нефти (парафинов, смол, асфальтенов) провести обработку скважины растворителем или теплоносителем;

повторно определить приемистость пласта.

С помощью насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 (см. рис. 12.28) приготовить расчетное количество кислотного раствора.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $p_y = 20,0$ МПа (в качестве смесителя используется аэратор или тройник) выполняются следующие работы.

Открываются задвижки 15, 18, 19, закрываются задвижки 16, 14, 17, 20, 24 и с помощью газификационных установок 1 (см. рис. 12.28) производится нагнетание в лифтовую колонну газообразного азота из расчета заполнения газом внутреннего объема лифта, что будет соответствовать моменту начала прохода газа через башмак лифта.

После окончания закачивания газообразного азота закрывают устьевую задвижку 19 (на межтрубном пространстве) и при открытых задвижках 15, 18, 24 с помощью установок 1 и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 (см. рис. 12.28) осуществляется нагнетание в лифтовую колонну азотно-кислотной смеси, исходя из условия обеспечения не менее 50 нм³ азота на 1 м³ раствора при расходе последнего 0,20–0,25 м³/мин. Первоначально в смеситель 10 подается соляная кислота, затем – глинокислота. Путем нагнетания в трубное пространство газированной азотом жидкости продавливается азотно-кислотная смесь в пласт. После окончания продавливания задвижки 15, 24 закрывают и плавно снижают давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17, 19 (см. рис. 12.28), с целью своевременного удаления продуктов реакции из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидному трубопроводу 21 в накопительную емкость 25.

После снижения давления в скважине открывают задвижку 14, закрывают задвижку 19 и с помощью установок 1 производится подача газа в межтрубное пространство для вызова притока и дренирования пласта.

При ожидаемом максимальном давлении на устье $20,0 < p_y \leq 35,0$ МПа (в качестве смесителя используется эжектор) выполняются следующие операции.

Открываются задвижки 15, 18, 19, 24 закрываются задвижки 14, 16, 17, 20 (см. рис. 12.28) и с помощью азотных газификационных установок 1, насосных агрегатов 6 и кислотовоза 7 через смеситель (эжектор) 10 по линии

12 осуществляется приготовление и нагнетание в лифтовую колонну азотно-кислотной смеси (газированного азотом кислотного раствора) при открытом межтрубном пространстве, исходя из условия обеспечения не менее 50 м^3 азота на 1 м^3 кислотного раствора, при расходе последнего $0,20-0,25 \text{ м}^3/\text{мин}$. Перед закачиванием азотно-кислотной смеси можно заполнить лифт газообразным азотом до давления на устье $20,0 \text{ МПа}$.

После заполнения лифтовой колонны азотно-кислотной смесью закрывается устьевая задвижка 19 на межтрубном пространстве (см. рис. 12.28) и продолжается нагнетание в скважину требуемого объема газированного кислотного раствора. После подачи в скважину всего объема кислотного раствора продавливается азотно-кислотная смесь в пласт. По окончании продавливания закрывают устьевую задвижку 15 и плавно снижают давление в межтрубном и трубном пространствах скважины, открыв задвижки 17, 19 с целью своевременно удалить продукты реакции кислоты из пласта, направив выходящую из скважины жидкость по выкидному трубопроводу 21 в накопительную емкость 25. После снижения давления в скважине задвижку 19 закрывают, открывают задвижку 14 и с помощью установок 1 и насосных агрегатов 6 через смеситель 10 производят нагнетание газированной азотом жидкости (пены) в межтрубное пространство для дренирования пласта и вызова притока.

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА АЗОТНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

При проектировании процесса азотно-кислотной обработки призабойной зоны пласта необходимо определить следующие основные параметры:

- рецептуру и объем кислотных растворов и продавочной жидкости;
- температуру и давление нагнетания кислотного раствора;
- соотношение объемов газообразной и жидкой фаз (степень газификации);
- требуемое количество газообразного азота;
- продолжительность процесса.

1. Забойное давление $p_{з.г.к.с}$ (МПа) при нагнетании азотно-кислотной смеси в пласт

$$p_{з.г.к.с} = AH \text{ grad} p \quad (12.32)$$

где A — коэффициент, учитывающий увеличение давления при нагнетании двухфазной газокислотной смеси (для коллекторов проницаемостью $5 \cdot 10^{-3} - 15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и при газосодержании газокислотной смеси $\varphi \leq 3$ $A = 1,2$;

$$\varphi = \alpha p_0 / p_{з.г.к.с}; \quad (12.33)$$

α — степень газификации (отношение объема газа к объему жидкости в нормальных условиях); p_0 — атмосферное давление, МПа; H — глубина залегания обрабатываемых пластов, м; $\text{grad } p_{з.к.р}$ — градиент забойного давления, определенный при нагнетании кислотного раствора в пласт, МПа/м,

$$\text{grad} p_{з.к.р} = p_{А.к.р} / H; \quad (12.34)$$

$p_{з.к.р}$ — забойное давление при закачивании в скважину кислотного раствора, МПа.

При отсутствии сведений о давлении $p_{з.к.р}$ в скважине, где проектируется азотно-кислотная обработка, в расчет следует принять среднеарифметическое величин $p_{з.к.р}$ по другим скважинам этой же залежи.

2. Расчетная величина степени газификации α_p , обеспечивающая требуемое забойное давление $p_{з.г.к.с}$ на глубине H при давлении на устье $p_y = p_n$ (p_n — давление нагнетания азота, МПа), без учета потерь давления на трение при движении газокислотной смеси, определяется из уравнения

$$\alpha_p = \frac{(kH/10^6) - p_{з.г.к.с} + p_y}{p_0 \ln(p_{з.г.к.с}/p_y)}, \quad (12.35)$$

где k — приведенная плотность (М.А. Гейман, В.И. Мусинов) аэрированной смеси, кг/м^3 ,

$$k = \rho_{ж} \left(1 + \frac{\rho_{г0}}{\rho_{ж}} \right) > 1, 0; \quad (12.36)$$

$\rho_{ж}$, $\rho_{г0}$ — соответственно плотность жидкости и азота при нормальных условиях, кг/м^3 ; p_0 — атмосферное давление, МПа.

Если α_p при принятом значении p_y окажется больше α , которое можно получить, используя существующие технические средства, то необходимо произвести перерасчет, увеличивая постепенно p_y методом последовательных приближений до совпадения величин α_p и α .

3. Необходимый удельный расход жидкости $q_{ж}$ при заданном постоянном удельном расходе азота q_a определяется из зависимости

$$q_{ж} = q_a / \alpha_p. \quad (12.37)$$

4. Необходимые значения перепада давления на штуцере эжектора и давлений нагнетания жидкости $p_{ж}$ и азота p_a в эжектор для обеспечения расчетной величины степени газификации α_p при давлении на устье p_y определяются расчетом по графикам (рис. 12.33). Определим перепад давления на штуцере эжектора, МПа:

$$\Delta p_p = \frac{Q_{ж}^2 \rho_{ж}}{2 \cdot 10^4 \varphi^2 f^2 g}, \quad (12.38)$$

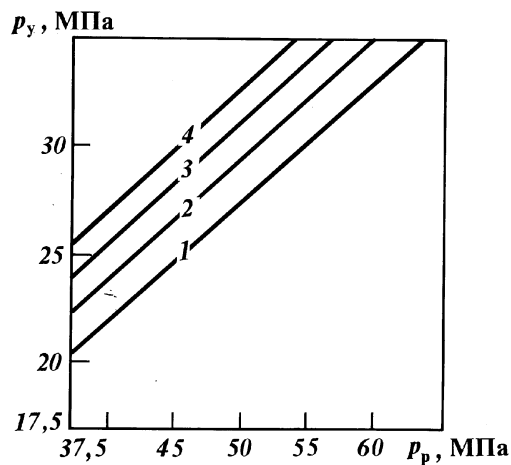


Рис. 12.33. Зависимость давления азотно-жидкостной смеси на выходе из эжектора p_y от давления нагнетания азота и жидкости в эжектор p_p :
1, 2, 3, 4 — давление нагнетания азота p_a соответственно 14, 16, 18, 20 МПа

Таблица 12.12

Усредненные величины степени газификации

Глубина скважины, м	Диаметр НКТ, мм	α	$p_{з.г.с}$ при $\text{grad } p_{з.к.р} = 0,015 \text{ МПа/м}$
2000	60	60	36,0
	73	50	36,0
3000	60	80	54,0
	73	65	54,0
4000	60	92	72,0
	73	70	72,0

где $Q_{ж}$ — расход жидкости, м³/с; φ — коэффициент расхода ($\varphi = 0,82$); f — площадь проходного сечения сопла эжектора, м²; g — ускорение свободного падения, м/с²; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, кг/м³.

5. Усредненные величины степени газификации α , обеспечивающие самоосвоение скважины при пластовом давлении, равном 0,5 гидростатического, приведены в табл. 12.12.

6. Требуемое количество газообразного азота

$$V_{г} = (V_{к.р} + V_{пр.ж})\alpha_1 + V_0 + V_{д} \quad (12.39)$$

где $V_{к.р}$ — объем кислотного раствора, м³; $V_{пр.ж}$ — объем продажной жидкости, м³; α_1 — степень газификации азотно-кислотной смеси; V_0 — объем газообразного азота, закачиваемый в лифт перед азотно-кислотной смесью, м³; $V_{д}$ — дополнительный объем газообразного азота, необходимый для осуществления операции по дренированию пласта и вызову притока, м³.

Определим объем газообразного азота, закачиваемый в лифт перед азотно-кислотной смесью, м³:

$$V_0 = V_{нкт} \frac{p_{ср}(273 + t_0)}{(273 + t_{ср})p_0}, \quad (12.40)$$

где $V_{нкт}$ — внутренний объем НКТ, м³; $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$; $t_{ср}$ — средняя температура в скважине, определяемая как средняя величина температур на устье t_y и у башмака $t_б$, °С,

$$t_{ср} = (t_y + t_б) / 2; \quad (12.41)$$

$$t_б = (t_y + 273 + t_0) / (t_y + 273 + 0,5 mH); \quad (12.42)$$

H — глубина спуска лифта, м; m — геотермический градиент, °С/м; $p_{ср}$ — среднее давление в полости скважины, заполняемой газом, МПа,

$$p_{ср} = (p_y + p_б) / 2, \quad (12.43)$$

p_y и $p_б$ — давление закачиваемого азота соответственно на устье и у башмака лифта, МПа;

$$p_б = H\rho_{ж}/10^5; \quad (12.44)$$

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, находящейся в скважине, кг/м³;

$$p_y^* = p_0 / (e^{1,2 \cdot 10^{-4} H \rho_a}); \quad (12.45)$$

ρ_a — относительная плотность азота по сравнению с плотностью воздуха ($\rho_a = 0,97$).

7. Продолжительность процесса определяется по формуле

$$T = 1,2 V_r / (60 q_a); \quad (12.46)$$

q_a — суммарная производительность азотных установок, участвующих в работе; 1,2 — коэффициент, учитывающий подготовительные работы и остановки.

12.5.6. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов состоит в приготовлении с помощью последних, насосного и компрессорного оборудования двухфазных пен, закачивании их в скважину для вытеснения воды и создания необходимой величины депрессии на забое за счет меньшей плотности пены и ее самоизлива. Она имеет свои особенности. Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать в качестве источников сжатого воздуха компрессоры пневматической системы буровых установок при кустовом и разведочном бурении. В качестве источников сжатого воздуха могут быть использованы передвижные компрессоры высокого давления. Применение эжектора при использовании компрессоров высокого давления позволяет упростить управление процессом приготовления и закачивания пены и повысить качество последней.

Основными факторами улучшения условий взрывобезопасности при освоении скважин с помощью технологического процесса с использованием эжекторов по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом являются:

- уменьшение вероятности внутрискважинного воспламенения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

- использование сжатого воздуха низкого давления при применении компрессоров буровых установок.

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов предназначена для освоения разведочных и эксплуатационных скважин с пластовым давлением равным или ниже гидростатического, если после замены раствора, находящегося в скважине, на воду был получен приток.

Выполнение работ по освоению скважин пенами с использованием эжектором для скважин глубиной более 3000 м может осуществляться с учетом гидродинамических особенностей процесса закачивания и циркуляции пены в скважинах, а также конкретных геолого-технических условий. Вызов притока нефти и газа из пласта пенами с использованием эжекторов на скважинах, продукция которых содержит сероводород, должен осуществляться с соблюдением требований "Инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород", утвержденной Миннефтепромом СССР 21.10.77 и Госгортехнадзором СССР 05.12.77, и "Инструкции по безопасному ведению

* Оркин К.Г., Кучинский П.К. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1959. — С. 71—72.

работ при разведке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ", утвержденной постановлением коллегии Госгортехнадзора СССР № 16 от 17.06.82.

Предельная глубина скважин, на которой может быть использован процесс вызова притока пенами с использованием эжекторов, — 3000 м.

Процесс вызова притока с использованием эжекторов должен обеспечивать снижение забойного давления. Ниже приведены величины максимального снижения забойного давления (в % от гидростатического) при вызове притока пеной из скважины, заполненной водой.

Глубина скважины, м	1500	2000	2500	3000
Максимальное снижение забойного давления при использовании оборудования:				
компрессоры буровых установок (КТ-6, КТ-7, КСЭ-57)	40/50	30/45	25/35	20/30
передвижные компрессоры типа УКП-80, СД-9/101, КПУ-16/100	85	80	75	70

Указанные величины максимального снижения забойного давления могут быть получены при использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в результате циркуляции пены в скважине с самоизливом (в числителе — за один цикл, в знаменателе — за два цикла циркуляции) или в результате одного цикла циркуляции пены с самоизливом при использовании передвижных компрессоров. Продолжительность самоизлива пены из межтрубного и трубного пространств скважины при отсутствии притока — не менее 1,5 ч.

Перед проведением процесса вызова притока с использованием эжекторов в скважину спускают лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5—10 м выше интервала перфорации. Устье оборудуется трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечивалась возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременного выброса жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность осуществления последующего самоизлива пены из межтрубного и трубного пространств одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при проведении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки представлена на рис. 12.34.

Обвязка эжектора осуществляется таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

Подвод сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки осуществляется от ресивера с помощью резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или по временному разборному трубопроводу из НКТ.

При кустовом бурении подвод воздухопровода от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно осуществлять заблаговременно в период их обвязки с коллектором. Конец воздухопровода проводится к центру группы скважин и оборудован запорным вентилем. Общий вид эжектора ЭЖГ-2 представлен на рис. 12.35. Приготовление пенообразующей жидкости для двухфазной пены может быть выполнено непосредственно в процессе закачивания пены в скважину (см. п. п. 12.5.6).

Параметры технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают, исходя из необходимости создания требуемой

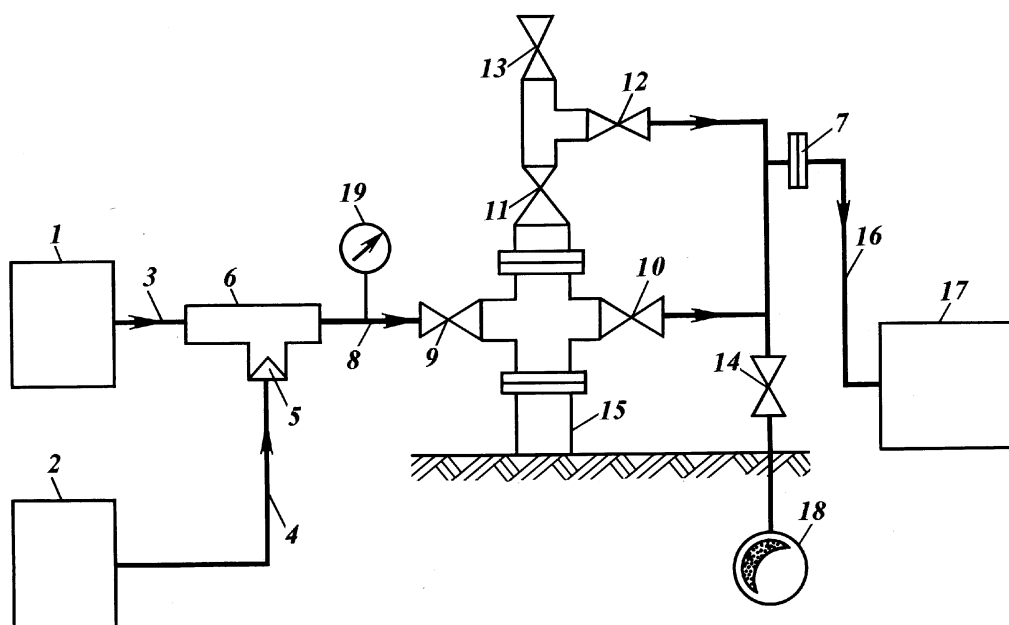


Рис. 12.34. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при вызове притока пенами с использованием эжектора:

1 — цементирующий агрегат; 2 — компрессор; 3 — линия для подачи пенообразующей жидкости; 4 — воздухопровод; 5 — обратный клапан эжектора; 6 — эжектор; 7 — заглушка; 8 — пенопровод; 9, 10, 11, 12, 13, 14 — задвижки; 15 — эксплуатационная колонна; 16 — выброс пены; 17 — накопительная емкость; 18 — нефтепромысловый коллектор; 19 — манометр

величины снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Необходимое значение величины снижения забойного давления определяется геолого-техническими условиями строительства скважин и допустимой прочностью эксплуатационных колонн на смятие наружным давлением. Создание необходимого снижения забойного давления Δp_z при проведении регламентируемой инструкцией технологии может осуществляться после вытеснения бурового раствора водой путем закачивания в скважину двухфазной пены и ее последующего самоизлива.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха передвижных компрессоров в зависимости от величины Δp_z может быть осуществлен полный цикл закачивания (циркуляции) пены с выходом ее на устье через трубное пространство с последующим самоизливом или частичный цикл с последующим самоизливом. В последнем случае пена закачивается на необходимую глубину в межтрубное пространство, не достигая башмака насосно-компрессорных труб. В обоих указанных случаях процесс закачивания пены осуществляется при постоянной степени аэрации, что обеспечивается установлением определенной начальной величины давления пенообразующей жидкости $p_{ж}$, подаваемой в эжектор.

При использовании в качестве источника сжатого воздуха компрессоров буровой установки в зависимости от величины Δp_z может быть осуществлен полный или частичный цикл закачивания пены с последующим самоизливом, а также два цикла закачивания пены с самоизливом после каждого

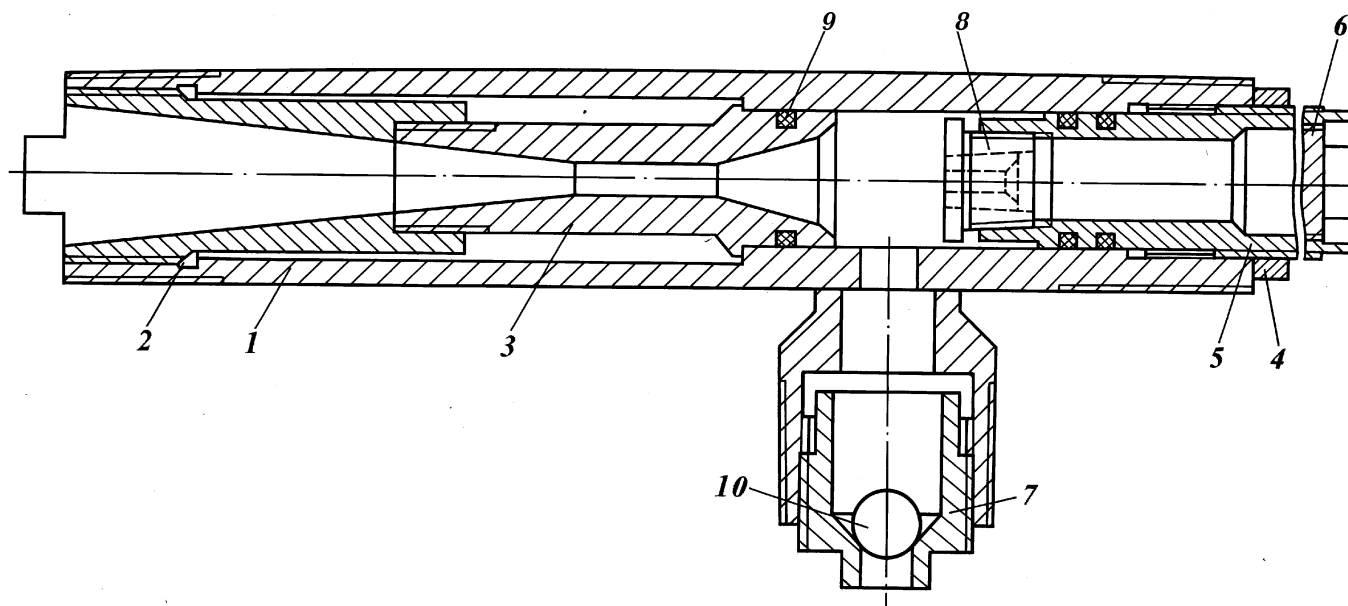


Рис. 12.35. Эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-2:

1 — корпус эжектора; 2 — диффузор; 3 — камера смесительная; 4 — гайка; 5 — втулка; 6 — решетка; 7 — седло обратного клапана; 8 — насадок; 9 — уплотнение; 10 — шар

Рис. 12.36. Номограмма для определения степени аэрации пены для проведения одного полного цикла закачивания пены при использовании передвижных компрессоров

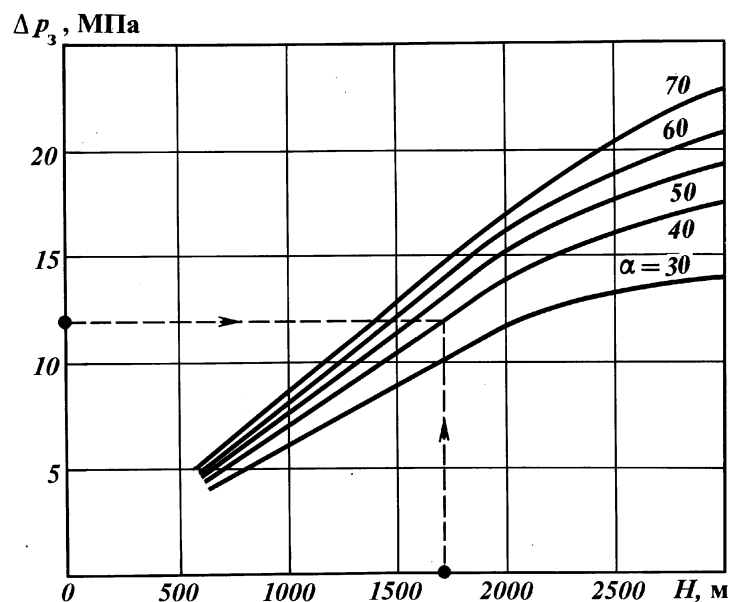
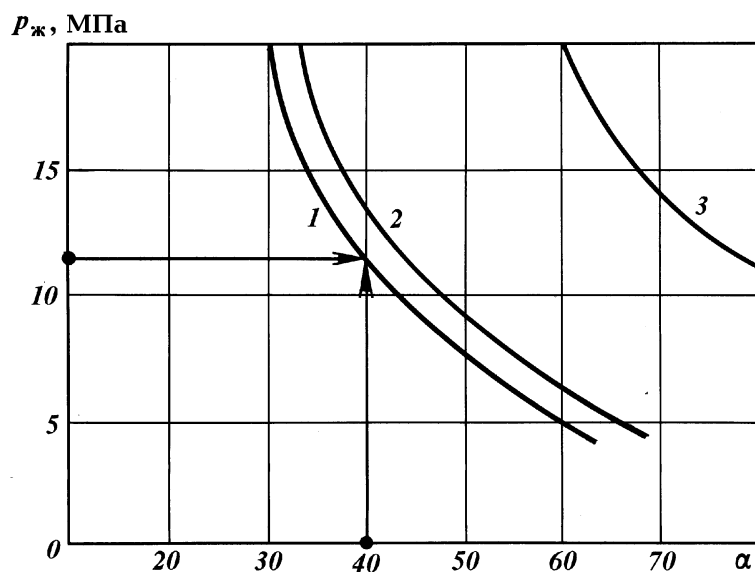


Рис. 12.37. Номограмма для определения давления нагнетания пенообразующей жидкости для различных типов передвижных компрессоров:
1, 2, 3 — компрессоры УКП-80, СД-9/101, КПУ-16/100 соответственно



из них. В этом случае нагнетание пены в скважину осуществляется при переменной степени ее аэрации, при этом заданный режим работы эжектора обеспечивается установлением определенной начальной величины давления $p_{ж}$.

Для выбора $p_{ж}$ при использовании передвижных компрессоров необходимо по номограмме (рис. 12.36) определить степень аэрации, при которой для требуемой глубины спуска лифтовых труб обеспечивается заданная величина Δp_3 , затем по номограмме (рис. 12.37) в зависимости от найденной степени аэрации и типа (марки) компрессора следует определить $p_{ж}$.

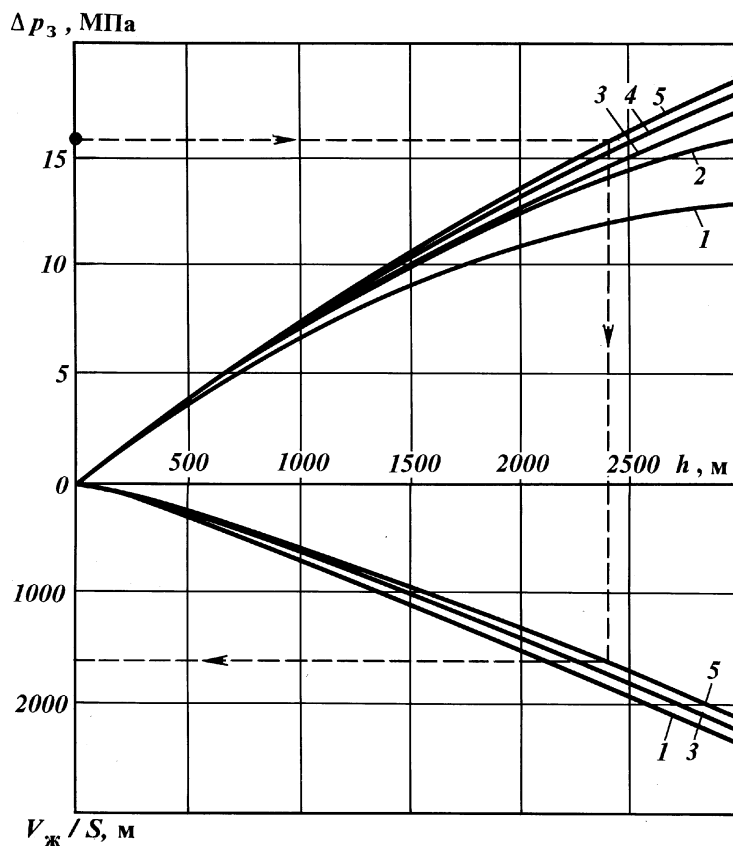


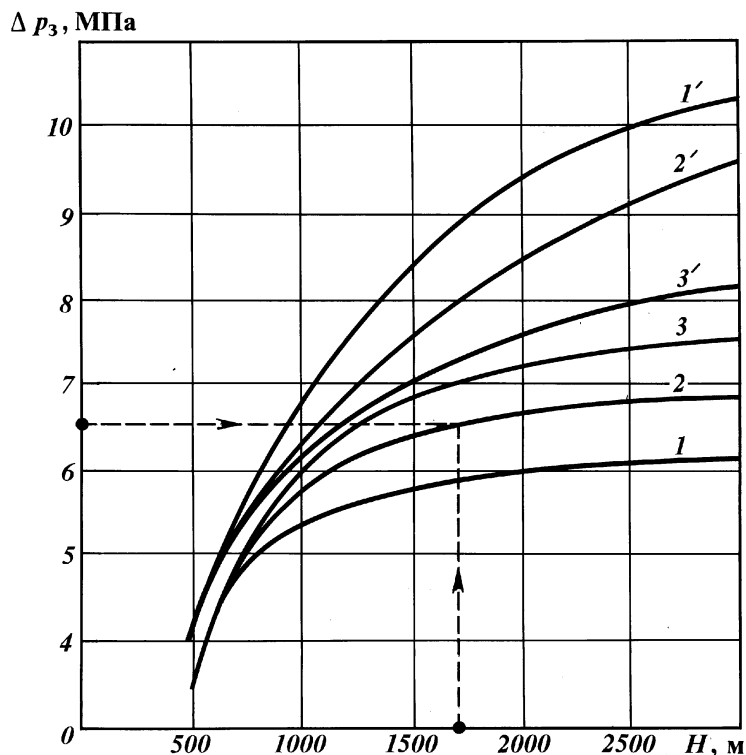
Рис. 12.38. Номограмма для определения требуемой глубины продавливания пены h и относительного объема пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$, для проведения частичного цикла закачивания пены при использовании передвижных компрессоров:
1, 2, 3, 4, 5 — степень аэрации 30, 40, 50, 60, 70 соответственно

Если определенную по номограмме (см. рис. 12.36) степень аэрации из-за небольшой величины невозможно обеспечить при имеющемся компрессорном оборудовании, осуществляется частичный цикл закачивания пены. При проведении частичного цикла выбирается максимальное значение степени аэрации и соответствующее ей значение $p_{ж}$ для имеющегося типа (марки) компрессора (см. рис. 12.37). Затем по номограмме (рис. 12.38) определяется глубина продавливания h и относительный объем пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$ (где $V_{ж}$ — объем пенообразующей жидкости, m^3 ; S — площадь поперечного сечения межтрубного пространства или колонны) в зависимости от требуемой величины Δp_3 и выбранной максимальной степени аэрации. По полученному значению $V_{ж}/S$ и имеющемуся значению S межтрубного пространства определяется необходимый объем пенообразующей жидкости $V_{ж}$.

Относительный объем пенообразующей жидкости $V_{ж}/S$ для проведения одного полного цикла определяется по номограмме (см. рис. 12.38), при этом за глубину продавливания h принимается глубина спуска лифтовых труб H и $V_{ж}/S$ определяется по глубине продавливания. По полученному значению $V_{ж}/S$ и имеющемуся значению S колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости $V_{ж}$.

При использовании компрессоров буровой установки следует по заданному значению Δp_3 установить необходимость проведения одного, двух или

Рис. 12.39. Номограмма для определения требуемого давления нагнетания пенообразующей жидкости для одного или двух циклов закачивания пены при использовании компрессоров буровой установки:
 $1, 2, 3$ — давление пенообразующей жидкости на входе в эжектор 10, 15, 20 МПа соответственно при одном цикле; $1', 2', 3'$ — давление пенообразующей жидкости на входе в эжектор 10, 15, 20 МПа соответственно при двух циклах



частичного цикла закачивания пены. Для этого на номограмме (рис. 12.39) необходимо провести до пересечения друг с другом перпендикуляры из точек на осях, соответствующих значениям Δp_3 и H . При расположении точки пересечения перпендикуляров в области, ограниченной кривыми 1 и 3 , следует осуществить процесс в один цикл, при расположении точки пересечения в области, ограниченной кривыми $1'$ и $3'$, — в два цикла закачивания пены. При расположении этой точки ниже кривой 1 необходимо осуществить частичный цикл закачивания пены. Кривая $1'$ определяет максимально возможные величины депрессии при использовании буровых компрессоров и выполнении двух полных циклов закачивания пены с самоизливом после каждого из них. При установлении необходимости проведения одного цикла циркуляции (закачивания) пены по номограмме (см. рис. 12.39) в зависимости от заданного значения Δp_3 и H определяется значение $p_{ж}$.

При необходимости проведения процесса закачивания пены в два цикла давление $p_{ж}$ в первом цикле устанавливается равным 15 МПа, а во втором цикле определяется по рис. 12.39 в зависимости от Δp_3 и H .

При выполнении частичного цикла по заданному значению Δp_3 по номограмме (рис. 12.40) определяются глубина продавливания пены h и соответствующее значение $V_{ж}/S$. При этом $p_{ж}$ принимается равным 15 МПа. По полученному значению $V_{ж}/S$ и имеющемуся значению S колонны определяется необходимый объем пенообразующей жидкости $V_{ж}$. При необходимости проведения второго цикла объем пенообразующей жидкости для него составляет 70 % от $V_{ж}$ первого цикла.

Объем пенообразующей жидкости $V_{ж}$ при выполнении работ для много-размерных эксплуатационных и лифтовых колонн определяется по формуле

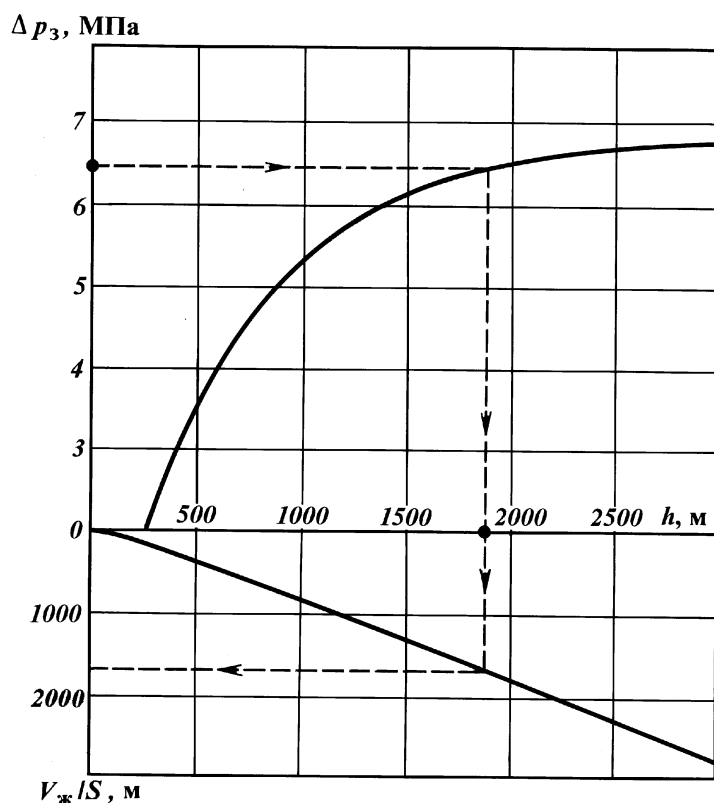


Рис. 12.40. Номограмма для определения требуемой глубины продавливания пены и относительного объема пенообразующей жидкости для проведения частичного цикла закачивания пены при использовании компрессоров буровой установки

$$V_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{ж}}/S}{h} (S_1 h_1 + S_2 h_2 + \dots + S_n h_n), \quad (12.47)$$

где S_n , h_n — соответственно площадь поперечного сечения и высота n -го участка с постоянной площадью поперечного сечения межтрубного пространства.

Порядок определения величин на номограммах указан стрелками. Максимальное значение $p_{\text{ж}} = 20$ МПа.

Процесс вызова притока нефти и газа из пласта пенами с использованием эжекторов должен осуществляться путем выполнения ряда последовательных технологических операций, описание, порядок и особенности проведения которых указаны ниже.

1. Осуществить спуск колонны насосно-компрессорных труб.
2. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой, вытеснить из нее буровой раствор водой и осуществить обвязку наземного оборудования в соответствии со схемой (см. рис. 12.34).

3. Опрессовать трубопроводную обвязку наземного оборудования гидравлическим способом на давление 25 МПа, предварительно отсоединив воздухопровод от бокового патрубка эжектора, и убедиться в герметичности всей обвязки и обратного клапана эжектора.

4. Опрессовать пневматическим способом выкидной воздухопровод на максимальное рабочее давление компрессора.

5. Открыть задвижки *9, 11, 12*; закрыть задвижки *10, 13, 14* (см. рис. 12.34).

6. С помощью насоса цементирующего агрегата осуществить подачу пенообразующей жидкости в эжектор.

7. Подать воздух в эжектор от компрессора. При использовании компрессора буровой установки давление воздуха на входе в эжектор должно находиться в пределах $0,7-0,8$ МПа. При использовании передвижных компрессоров давление воздуха на входе в эжектор устанавливается самопроизвольно в пределах $1-2$ МПа в начале процесса закачивания пены в скважину и $2-6$ МПа — в конце процесса. Вариации указанных значений давлений воздуха определяются величиной давления нагнетания жидкости и типом компрессора.

8. Закачать в скважину пену, осуществляя подачу пенообразующей жидкости в эжектор.

9. После промывки скважины пеной (или закачивания пены в межтрубное пространство при частичном цикле) следует закрыть задвижку *9*, открыть задвижку *10* и осуществить в течение не менее $1,5$ ч самоизлив пены по трубопроводу *16* в накопительную емкость.

10. При наличии притока нефти и газа из трубного пространства закрыть задвижку *11* и после вытеснения из межтрубного пространства пены закрыть задвижку *10*, отсоединить трубопровод *16*, поставить на месте его подключения к устью скважины заглушку *7* и открыть задвижки *11, 12* и *14*, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор.

11. В случае использования передвижного компрессора при отсутствии притока нефти и газа после самоизлива пены в течение первых $1,5$ ч продолжить самоизлив до его окончания.

12. В случае применения компрессоров буровой установки при отсутствии притока нефти и газа после осуществления первого цикла закачивания пены и ее самоизлива в течение $1,5$ ч осуществить второй цикл закачивания и самоизлив до его окончания.

13. При отсутствии притока после проведения работ следует оставить скважину с открытыми задвижками на трубном и межтрубном пространствах на операцию ожидания притока в течение 36 ч.

14. При отсутствии притока из скважины после проведения работ в зависимости от геолого-технических условий, опыта применения пен на данном месторождении возможно повторение процесса закачивания пены в скважину при ранее выбранных давлениях подачи пенообразующей жидкости в эжектор, а также осуществление операции ожидания притока в течение 36 ч.

15. В случае соответствия отобранных проб ожидаемой продукции, свидетельствующего о наличии притока по стволу скважины, в зависимости от геолого-технических условий, способа эксплуатации и опыта освоения скважин возможно повторение процесса при ранее выбранных давлениях подачи пенообразующей жидкости в эжектор. Если повторные промывки скважины пеной не дают положительных результатов, необходимо провести работы по воздействию на призабойную зону пласта.

16. В случае несоответствия проб ожидаемой продукции следует установить причину этого, провести на скважине необходимые ремонтно-изоляционные работы и повторить процесс ее освоения.

12.5.7. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ САМОГЕНЕРИРУЮЩИХ ПЕННЫХ СИСТЕМ

Технологический процесс освоения скважин с применением самогенерирующих пенных систем (СГПС) направлен на сохранение и восстановление коллекторских свойств продуктивных пластов с целью повысить продуктивность добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин, сократить затраты на их освоение и обеспечить безопасность работ, выполняемых при этом (Э.М. Тосунов и др.).

Технологический процесс основан на газировании жидкости азотом, образующимся в результате химических реакций, и образовании пенных систем в скважине или призабойной зоне пласта. Степень газонасыщения раствором может изменяться при нормальных условиях от 10 до 120. Побочным продуктом процесса образования азота является водный раствор хлористого натрия.

Материалами для приготовления раствора СГПС служат:

нитрит натрия технический в растворе, допускается использование натрия кристаллического;

аммоний хлористый технический;

косульфат=3-10н, допускается использование сульфонола НП-3 или превоцела (продукт ФРГ).

бензолсульфокислота, допускается использование амидосульфоновой (сульфаминовой) кислоты, соляной кислоты ингибированной или абгазовой соляной кислоты.

Исходные растворы СГПС готовятся на водной основе с использованием следующих химических продуктов:

аммоний хлористый технический (нашатырь), газообразователь — порошок или гранулы белого цвета, растворимость в воде — 29,4 %, плотность 1,527 г/см³;

нитрит натрия в растворе, газообразователь — бесцветная, светло-желтая или светло-желтая с зеленоватым оттенком прозрачная жидкость; не взрывоопасное и непожароопасное вещество.

Перед приготовлением раствора СГПС контролируют содержание основного вещества по плотности раствора (табл. 12.13 и 12.14).

При необходимости получения раствора с повышенной степенью газонасыщения — 80—120 (в нормальных условиях) — вместо нитрата натрия в растворе используют кристаллический нитрит натрия, который представляет собой кристаллы бесцветные или желтоватого цвета, плотность 2,17 г/см³, растворимость в воде при 20 °С — 88 г на 100 г воды.

Таблица 12.13

**Плотность раствора нитрита натрия
при различных концентрациях реагента**

Плотность раствора, г/см ³	Концентрация нитрита натрия, г/л	Плотность раствора, г/см ³	Концентрация нитрита натрия, г/л
1,215	364	1,123	236
1,193	332	1,113	224
1,176	309	1,100	204
1,170	299	1,095	195
1,157	280	1,090	187
1,146	264	1,086	180
1,137	249	1,082	173

Таблица 12.14

Количество воды (л) для разбавления 1 м³ раствора нитрита натрия до заданной концентрации

[illegible]

Косульфат-3-10н, пенообразователь — смесь натриевых солей алкилсульфата и сульфата моноэтаноламида. Это пастообразная масса от белого до светло-коричневого цвета.

Содержится косульфат в герметически закрываемых железных бочках вместимостью 100–200 дм³ или полиэтиленовых банках вместимостью до 10 дм³.

Сульфонол НП-3, пенообразователь, выпускается в виде вязкой пасты, хорошо растворяется в воде.

Превоцел, пенообразователь, представляет собой смесь жирного спирта и окиси этилена с блоксополимером окиси этилена (окиси пропилена), растворимость в воде хорошая, плотность при 20 °С — 1,20 г/см³.

В качестве инициатора реакции газообразования при температурах 20–70 °С используют бензолсульфокислоту, допускается применение сульфаминовой или соляной кислоты.

Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота представляет собой негигроскопические кристаллы без запаха, плотность 2,126 г/см³, растворимость в воде при 20 °С — 21,3 г на 100 г воды. Кальциевые и магниевые соли, образующиеся в продуктах реакции сульфаминовой кислоты, хорошо растворимы в воде.

Соляная кислота, ингибированная техническая — прозрачная, бесцветная жидкость.

Технология проведения работ. Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с использованием СГПС в качестве перфорационной среды осуществляют при депрессии или при репрессии на пласт. При вскрытии пластов перфорацией при депрессии на пласт используют перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах (ПНКТ-73, ПНКТ-89) или через НКТ (ПР-43, ПР-54, ПР-89, КПРУ-65). Устье скважины герметизируют фонтанной арматурой, а при вскрытии пласта перфоратором типа ПР — дополнительно оборудуют лубрикатором.

Количество раствора СГПС выбирают из расчета заполнения скважины в интервале от искусственного забоя до глубины на 15–20 м выше верхней части интервала перфорации. Количество водного раствора ПАВ (1,0–1,5 %-ный разделительный (буферный) раствор) выбирают из расчета заполнения в скважине (затрубном пространстве) интервала длиной 40–50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

Раствор СГПС приготавливают на растворном узле или на скважине (куске скважин) с помощью насосного агрегата (например, ЦА-320). При этом исходный раствор нитрита натрия разбавляют водой до заданной концентрации (см. табл. 12.14), а затем вводят в него хлористый аммоний и пенообразователь (табл. 12.15). После ввода каждого реагента раствор перемешивается в течение 15–20 мин (насос работает "на себя") до полного растворения реагентов. При всех операциях приготовленный раствор СГПС перевозят и хранят в закрытых емкостях.

Раствор ПАВ приготавливают на скважине, используя емкости насосных агрегатов. После ввода пенообразователя раствор перемешивают в течение 10–15 мин.

Нагнетают растворы в НКТ последовательно: ПАВ (1-я порция для размещения в затрубном пространстве), раствор СГПС, раствор ПАВ (2-я порция) и продавочная жидкость. Затем проводят перфорационные работы. Проведение дальнейших работ по освоению скважины (ОПЗ и вызов притока) с использованием СГПС проектируется в соответствии с рекомендация-

Таблица 12.15

Компонентный состав для приготовления 1 м³ СГПС различного назначения

Назначение	Реагент, кг/м³				Снижение забойного давления в скважине глубиной 2500—3000 м, МПа
	Газообразователь		Пенообразо- ватель— косульфат (сульфанол НП-3, превоцел)	Инициа- тор—бен- золсульфо- кислота (сульфами- новая кислота, соляная кислота)	
	аммоний хлористый	нитрит натрия			
Перфорационная среда для вторичного вскрытия пласта:					
при депрессии на пласт при температурах 70—120 °С	280±20	280±20	30±3(30±3)	—	0,2
при репрессии на пласт при температурах 45—70 °С	200±15	200±15	25±2(25±2)	—	0,1
Раствор для ОПЗ и вызова притока из пласта					
(при температурах 20—70 °С	200±15	200±15	20±2(20±2)	—	5,0—6,0
при температурах 70—120 °С*	280±20	280±20	25±2(25±2)	—	7,5—8,0
* Инициатор используют в виде 3 %-ного раствора на водной основе (100—150 л на 1 м³ раствора СГПС).					

ми РД-39-0147009-506–85. Обязательным условием проведения работ данным способом при репрессии на пласт является полное соответствие их "Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях".

Наличие СГПС контролируется в заданном интервале в скважине с помощью резистивиметра.

Обработку призабойной зоны с целью восстановления коллекторских свойств пласта и вызов притока производят при пластовых температурах 70–120 °С и 20–70 °С.

При обработке скважин с температурами 70–120 °С проводят следующие работы.

Определяют количество раствора СГПС из расчета заполнения скважин в интервале от забоя до глубины на 10–15 м выше верхней части интервала перфорации, заполнения НКТ до глубины не более 1000 м от устья скважины (величина давления жидкости, заполняющей НКТ над раствором СГПС, не должна превышать 10,0 МПа, а величина температуры в верхней части СГПС — свыше 70 °С) и нагнетания в пласт раствора в количестве 0,1–0,2 м³ на 1 м вскрытой (перфорацией) толщины пласта.

Количество раствора ПАВ (содержание ПАВ — 0,5–1,0 %) выбирают из расчета заполнения в НКТ и затрубном пространстве интервалов длиной 40–50 м между раствором СГПС и жидкостью, заполняющей скважину.

Приготавливают растворы СГПС и ПАВ.

Нагнетают последовательно в НКТ: раствор ПАВ (1-я порция), раствор СГПС, раствор ПАВ и продавочную жидкость с учетом задавливания в пласт части раствора СГПС ($0,1-0,2 \text{ м}^3$ на 1 м) при закрытом затрубном пространстве.

Выдерживают скважину (при закрытом затрубном пространстве) 30–40 мин для осуществления процессов генерации азота и образования пены. Контролируются эти процессы по росту давления на устье скважины — в НКТ и затрубном пространстве, а завершаются работы после стабилизации давления. При проведении работ давление в затрубном пространстве не должно превышать величину допустимого давления на эксплуатационную колонну.

Пускают скважину на самоналив для очистки призабойной зоны пласта.

Если планируется эксплуатация фонтанным способом и при самоналиве обеспечивается создание необходимой депрессии на пласт (см. рис. 12.15), то после проведения ОПЗ исследуют скважину на приток и вводят ее в эксплуатацию.

При выполнении работ с целью создать повышенные депрессии на пласт допускаются использование дополнительного количества раствора СГПС и повышение количества газо- и пенообразователей. При этом дополнительное количество раствора СГПС размещают в затрубном пространстве скважины.

Если планируется эксплуатация скважины механизированным способом (например, с использованием ЭЦН), то после ОПЗ осуществляют промывку скважины до забоя рабочим раствором (например, водным раствором ПАВ), не загрязняющим коллектор, прокачав $1,5-2,0$ объема НКТ до поступления чистой жидкости; в случае необходимости заполняют скважину задавочной жидкостью (например, соевым раствором), поднимают НКТ, опускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию с исследованием на приток.

После ОПЗ нагнетательных скважин пускают скважину на самоналив для очистки призабойной зоны пласта или осуществляют промывку скважины раствором ПАВ до забоя до поступления чистой жидкости и вводят скважину под нагнетание.

При обработке призабойной зоны скважин с температурами $20-70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ проводят работы, аналогичные перечисленным, дополнительно используя инициатор реакции газообразования. Количество инициатора выбирают по табл. 12.15.

Приготавливают раствор инициатора в виде 3 %-ного раствора на водной основе в емкости. Вводят инициатор в раствор СГПС в процессе нагнетания его в скважину.

Для контроля качества проводимых работ используют глубинные регистрирующие манометры и термометры, которые устанавливают в процессе ОПЗ и вызова притока в НКТ на глубине на 10–15 м выше башмака НКТ.

Для оценки результатов работ по сохранению и восстановлению коллекторских свойств пластов проводят комплекс гидродинамических исследований; исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с получением индикаторных диаграмм и коэффициентов продуктивности; исследование методом восстановления давления с определением состояния призабойной зоны и качества (степени совершенства) сообщения

Таблица 12.16

Предельно допустимые концентрации компонентов состава

Вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³	Токсикологическая характеристика
Нитрит натрия	5	По степени воздействия на организм относится к 3-му классу опасности; недопустимо попадание внутрь организма
Хлористый аммоний	—	Не токсичен
Косульфат-3-10н	—	Продукт не выделяет паров, поэтому не характеризуется ПДК
Сульфанол НП-3	—	Не токсичен
Превоцел	—	Не токсичен
Бензолсульфокислота	—	По степени токсичности относится в 3-му классу опасности
Амидосульфоновая (сульфаминовая) кислота	—	По степени токсичности относится к 4-му классу опасности
Соляная кислота	5	По степени токсичности относится к 3-му классу опасности

скважины с пластом-коллектором; исследование профиля притока флюида к скважине для дифференцированной оценки качества работ.

При освоении скважин с применением СГПС должны соблюдаться требования следующих документов: правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности; отраслевой инструкции по безопасности труда при освоении нефтяных и газовых скважин; отраслевой инструкции по безопасному ведению работ при применении пенных систем в добыче нефти и газа; ИБТВ 1-103—89; отраслевой инструкции по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов — ИБТВ 1-062—79.

Материалы, используемые для освоения скважин с СГПС, являются серийно выпускаемыми отечественной промышленностью. При их применении должны соблюдаться меры безопасности, изложенные в стандартах и технических условиях на эти материалы.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ, содержащихся в составе СГПС, и их характеристики приведены в табл. 12.16.

12.5.8. ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

В последнее десятилетие все более широкое применение находит улучшение фильтрационных свойств ПЗП путем создания многократных мгновенных депрессий и репрессий на прискважинную зону пласта. Создание таких одноразовых депрессий или небольшого их числа осуществляется с использованием оборудования для испытания пластов (КИИ-2М-95, МИГ-127, КИОД-110, КИИ-2М-65 и др.). В ряде районов Западной Сибири такие депрессии создаются с помощью специальных устройств, спускаемых на насосно-компрессорных трубах с пакером, при этом в межтрубное пространство нагнетается газ высокого давления и при быстром открытии клапана происходит выброс жидкости из призабойной зоны внутрь НКТ с мгновенным снижением давления на забое.

Использование этих методов подтвердило их высокую технологическую эффективность, одновременно показало, что сам процесс воздействия является малоуправляемым [285, 325].

МЕХАНИЗМ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА МНОГОКРАТНЫМИ МГНОВЕННЫМИ ДЕПРЕССИЯМИ–РЕПРЕССИЯМИ

Сотрудниками Ивано-Франковского института нефти и газа во главе с Р.С. Яремийчуком на основе анализа фильтрационных процессов, протекающих в прискважинной зоне пласта, было показано, что в момент мгновенного снижения давления или его восстановления происходит следующее:

возникают высокие градиенты давления, направленные либо из пласта в скважину, либо из скважины в пласт;

высокие градиенты давления из пласта в скважину совпадают практически во времени со снятием давления на забой, а следовательно, с отсутствием сил, прижимающих дисперсную фазу к скелету породы, либо к трещинам в пласте, что облегчает вынос частиц в скважину;

высокий градиент давления из скважины в пласт позволяет изменять положение застрявших частиц в перегибах пор либо в извилистых трещинах, что при последующем снижении давления облегчает их вынос в скважину;

максимальный градиент давления возникает на расстоянии 1,05–1,07 радиуса скважины;

в прискважинной зоне пласта возникают градиенты скоростей распространения депрессионной воронки между скелетом пласта, дисперсной фазой и пластовым флюидом.

При мгновенной смене давлений в скважине меняются напряженно-деформированное состояние из-за смены радиального и кольцевого напряжений, что способствует раскрытию трещин либо их распространению в сторону пласта.

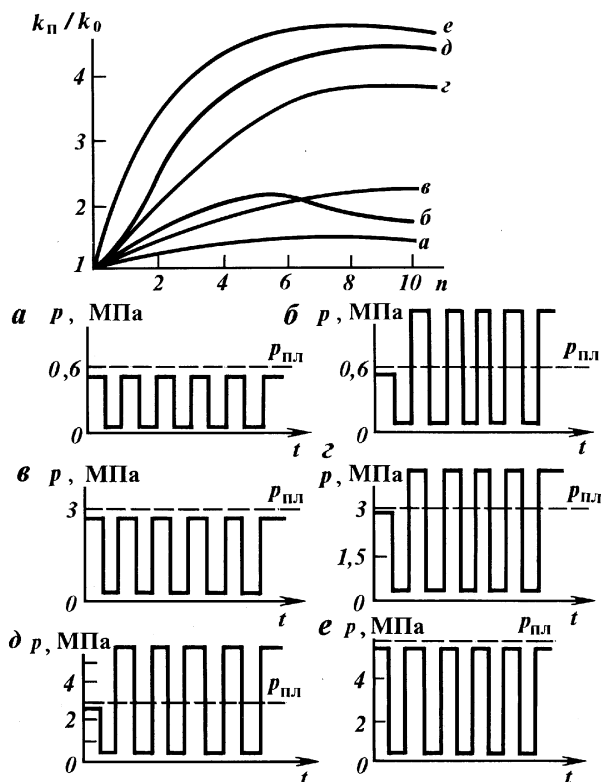
Теоретически представляется возможным быстрое восстановление фильтрационной способности пород путем воздействия на призабойную зону пласта циклически повторяющимися переменными давлениями, посредством чередования резко создаваемых глубоких депрессий и их выравнивания до пластового давления или депрессий с репрессиями.

Такую теоретическую предпосылку подтвердили исследования на образцах коллекторов месторождений Западной Сибири, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами. Образцы готовили из кернов, взятых с глубин 2200–2700 м Приобской, Федоровской, Талинской и Южно-Сургутской площадей. Керны Южно-Сургутской площади представлены мелкозернистым песчаником низкой проницаемости, а остальные — аргиллитами, алевролитами с прослоями глинистых разностей. В зависимости от исходных размеров керна длина образцов составляла 70–150 мм, а диаметр — 65 мм.

Исследования проводили на установках, в которых моделировали термобарические условия залегания пород и обеспечивали изменение фильтрационных свойств в результате многократного смещения фильтруемых флюидов в поровых каналах и смены направления их движения в образце путем создания репрессии и депрессии.

Образцы насыщали раствором NaCl содержанием 20 г/л, затем прокачивали 6–8 поровых объемов керосина, создавая таким образом начальное

Рис. 12.41. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости песчанника k_n/k_0 от числа циклов n и вида воздействия на коллектор (а-е): а — депрессии ($p_A = 0,6$ МПа); б — депрессии ($p_A = 0,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 0,6$ МПа); в — депрессии ($p_A = 3$ МПа); г — депрессии ($p_A = 3$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 1,5$ МПа); д — депрессии ($p_A = 3$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 3$ МПа); е — депрессии ($p_A = 6$ МПа)



состояние фильтрационных параметров породы. Прокачивание бурового раствора плотностью $1,16-1,18$ г/см³ или технической воды (минерализация 1 г/л) обеспечивало снижение фильтрационных свойств образца вплоть до прекращения фильтрации, моделируя загрязнение пористой среды как за счет проникновения глинистых частиц, так и за счет проникновения фильтрата. Затем проводили вытеснение фильтрата керосином, моделируя вызов притока, и определяли коэффициент проницаемости.

Как показали результаты исследований, величина резко создаваемых депрессий или репрессий с депрессиями, их число (число циклов), частота каждого цикла воздействия и вид воздействия зависят от многих факторов: литолого-петрографических особенностей коллекторов, их пористости и проницаемости, размеров пор и структуры порового пространства, состава и свойств флюидов, процессов, происходящих в коллекторах при вытеснении водными растворами нефти и наоборот, и др. Очень важно и то, на какой стадии эксплуатации (освоения) находятся скважины и разработка месторождения в целом и какие методы воздействия на ПЗП необходимо провести с целью восстановления ее проницаемости.

На рис. 12.41 и 12.42 показана эффективность воздействия на коллектор переменными давлениями в зависимости от технологических параметров.

Важное значение при воздействии переменными давлениями имеет полупериод одного цикла. На рис. 12.43 приведены кривые увеличения проницаемости образца породы в зависимости от числа циклов при различных полупериодах каждого цикла воздействия. В целом для исследованных образ-

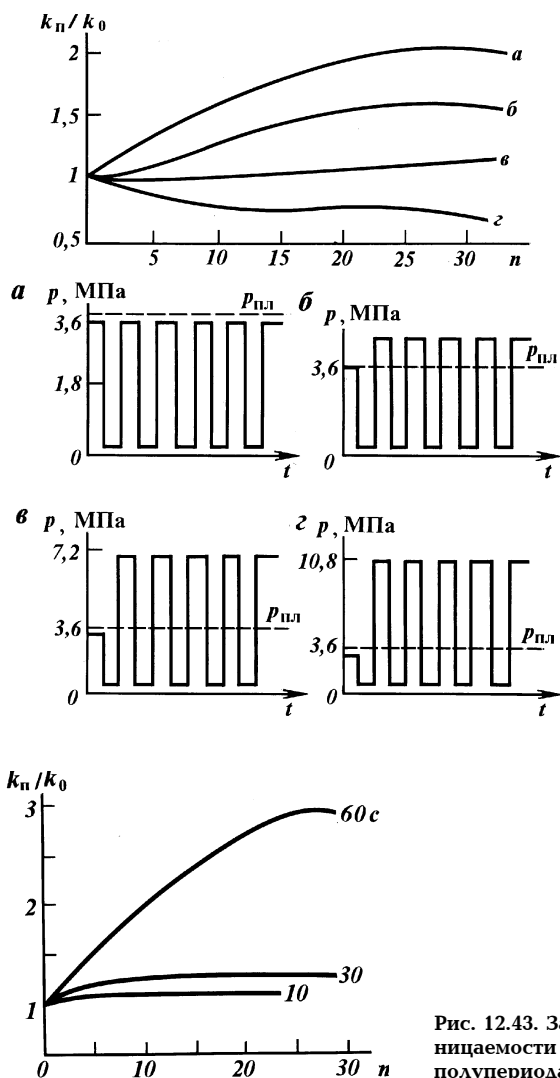


Рис. 12.42. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости алевролита k_n/k_0 от числа циклов n и вида воздействия на коллектор ($a - r$):

a — депрессии ($p_A = 3,6$ МПа); $б$ — депрессии ($p_A = 3,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 1,8$ МПа); $в$ — депрессии ($p_A = 3,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 3,6$ МПа); $г$ — депрессии ($p_A = 3,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 7,2$ МПа)

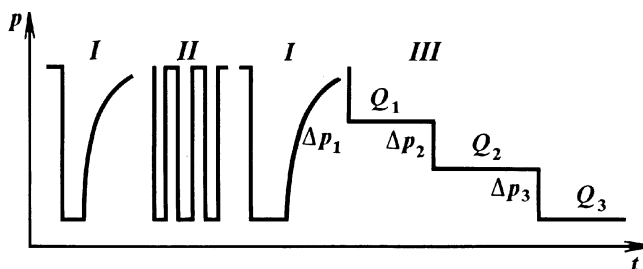
Рис. 12.43. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости алевролита k_n/k_0 от числа циклов n и полупериода одного цикла воздействия

цов, характеризующихся довольно широким диапазоном фильтрационно-емкостных параметров, эффективность воздействия переменными давлениями получена при полупериодах одного цикла воздействия от 20–30 до 150–200 с.

ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА И КОНТРОЛЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД

В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработан комплекс оборудования на базе струйных аппаратов, которые позволяют осуществлять следующие технологические процессы.

Рис. 12.44. Изменение давления на забой, создаваемое струйными аппаратами



1. Оперативно на стадии освоения скважины контролировать по кривым восстановления давления (КВД) фильтрационные свойства пород в при-скважинной и удаленной зонах пласта.
2. Осуществлять многократное мгновенное снижение давления на забой с таким же мгновенным его восстановлением.
3. Создавать чередующиеся один за другим гидроудары на забой с созданием мгновенного давления до 5-кратного значения от гидростатического

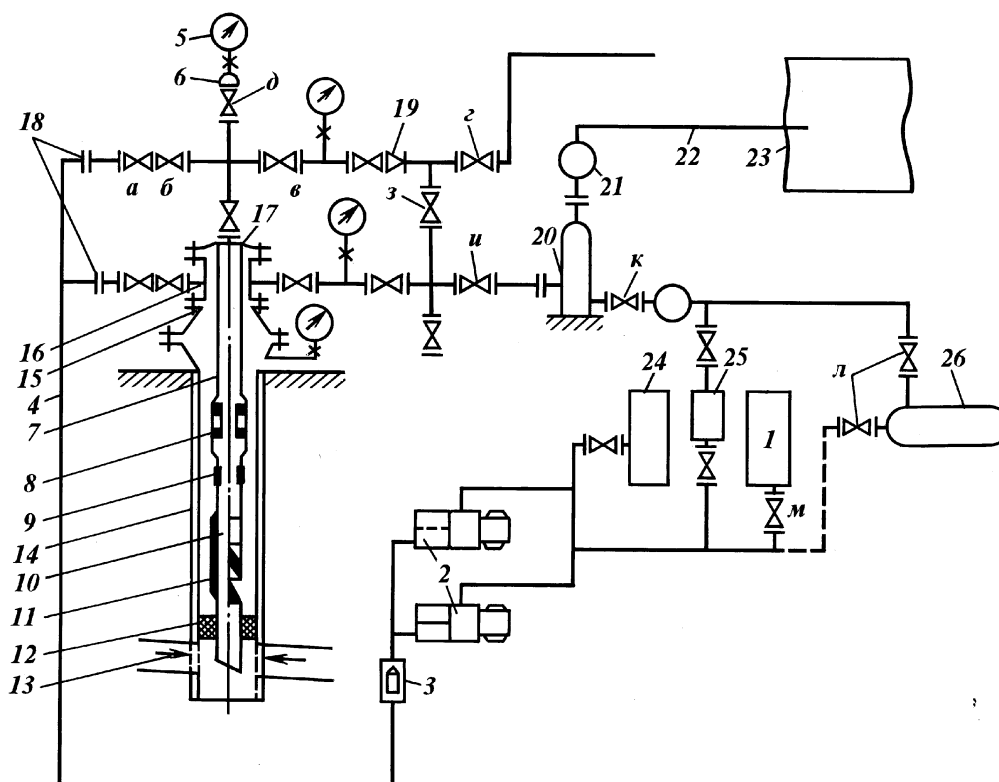


Рис. 12.45. Схема обвязки наземного оборудования и лифтовой компоновки:

1 — емкость для рабочей жидкости; 2 — насосные агрегаты; 3 — фильтр; 4 — нагнетательная линия; 5 — манометр; 6 — буфер; 7 — НКТ; 8 — клапан циркуляционный; 9 — клапан опрессовочный; 10 — шар; 11 — струйный аппарат; 12 — пакер; 13 — продуктивный пласт; 14 — обсадная колонна; 15 — колонная головка; 16 — крестовина; 17 — планшайба; 18 — быстросъемные соединения; 19 — штуцер; 20 — сепаратор; 21 — расходомер; 22 — факельная линия; 23 — амбар; 24 — емкость для технологического раствора; 25 — замерная емкость; 26 — приемная емкость; а, б, в, г, з, и, к, л, м — задвижки

и такого же мгновенного снижения давления на забой до гранично допустимого.

Выражение *мгновенное снижение давления* или *мгновенное его восстановление* означает время, изменяющееся от нескольких секунд до ста.

Использование струйных аппаратов позволяет в одном цикле работ при освоении или воздействии на призабойную зону реализовать следующие виды работ (рис. 12.44):

I — исследование скважины по кривым восстановления давления;

II — воздействие на призабойную зону многократными мгновенными депрессиями и репрессиями;

III — исследование скважин на приток при разных депрессиях для построения индикаторных диаграмм.

Расшифровка КВД позволяет получать сведения о фильтрационных параметрах пласта в пристволенной и удаленной зонах, оценивать размер зоны с ухудшенной проницаемостью, оценивать параметр ОП (отношение продуктивности).

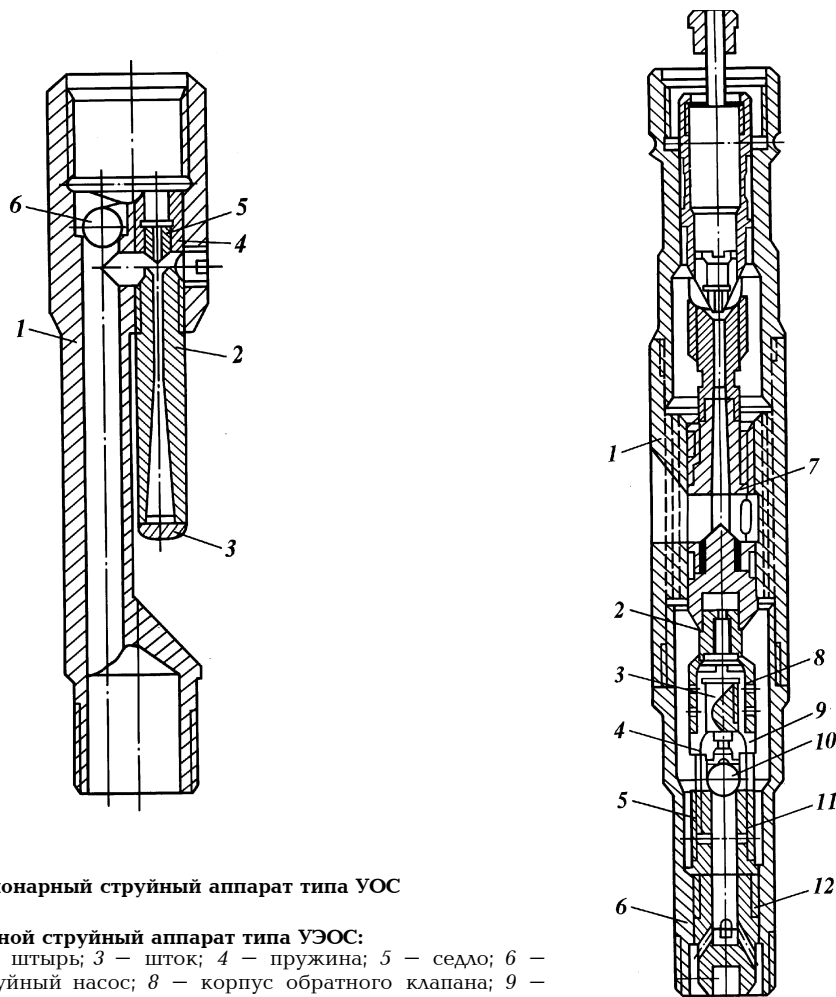


Рис. 12.46. Стационарный струйный аппарат типа УОС

Рис. 12.47. Вставной струйный аппарат типа УЭОС:

1 — корпус; 2 — штырь; 3 — шток; 4 — пружина; 5 — седло; 6 — муфта; 7 — струйный насос; 8 — корпус обратного клапана; 9 — втулка; 10 — шар; 11, 12 — уплотнения

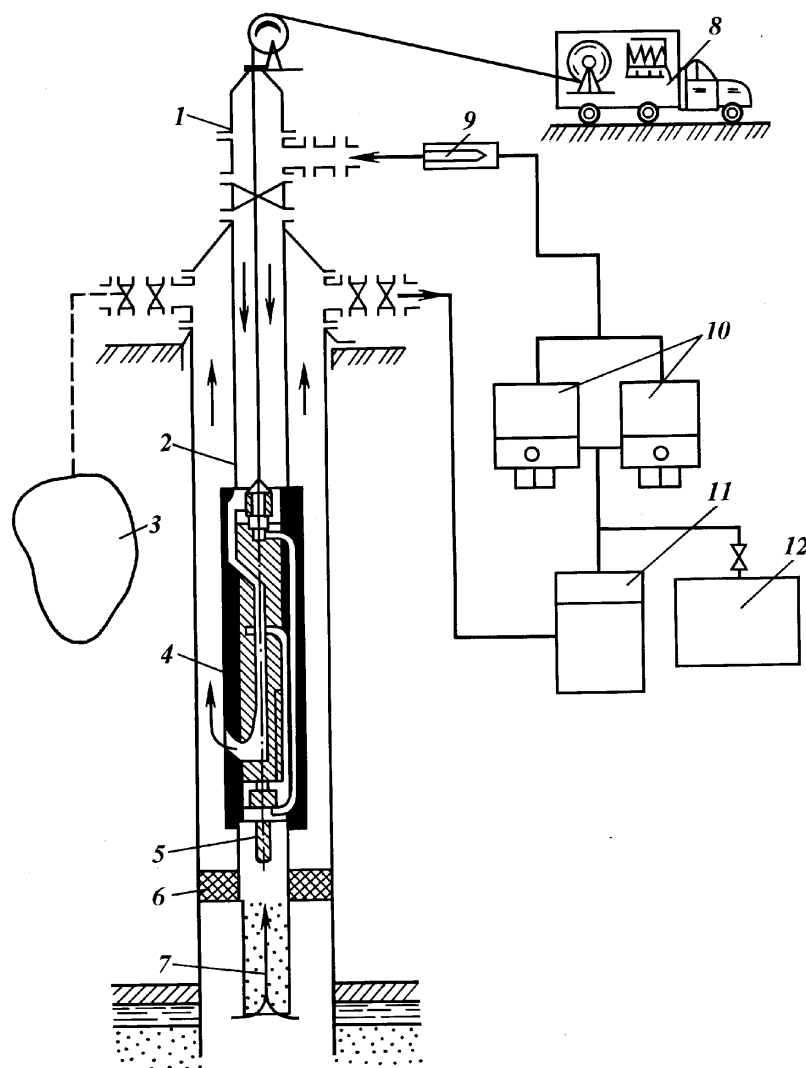


Рис. 12.48. Схема обвязки наземного и компоновки глубинного оборудования при проведении работ устройством УГИП:

1 — лубрикатор; 2 — НКТ; 3 — амбар; 4 — УГИП; 5 — глубинный манометр; 6 — ПВМ 118x500; 7 — хвостовик с фильтром; 8 — каротажная станция; 9 — фильтр; 10 — 4АН-700; 11 — замерная емкость; 12 — емкость для рабочей жидкости

Построение индикаторной кривой по данным исследований на приток при разных депрессиях на пласт обеспечивает установление последующего режима эксплуатации скважины.

Режим многократных мгновенных депрессий — репрессий на пласт легко совмещается с химическим воздействием на приствольную зону (кислотой либо поверхностно-активными веществами).

Разработанные высоконапорные аппараты выпускаются в двух модификациях: стационарные и вставные. Стационарные, типа УОС, спускаются в скважину на НКТ вместе с пакером, устанавливаемым над испытуемым пластом.

том. При использовании вставных струйных аппаратов, спускаемых на НКТ, монтируется только их корпус, а вставная часть доставляется либо потоком жидкости до посадки в корпус (типа УЭОС), либо спускается внутрь НКТ на каротажном кабеле (типа УГИП).

Схема обвязки наземного оборудования и лифтовой компоновки показана на рис. 12.45.

Струйный аппарат типа УОС представлен на рис. 12.46. Он состоит из корпуса 1 и эжекторного насоса 2. Бросовый шар 6 выполняет роль клапана, направляющего поток рабочей жидкости к рабочему соплу 4, запрессованному во втулке 5. Технологическая заглушка 3 служит для обеспечения опрессовки пакера в затрубном пространстве.

На рис. 12.47 представлен в сборе вставной струйный аппарат типа УЭОС, который состоит из корпуса, вставного струйного насоса и смонтированного в его нижней части обратного клапана. В случае использования УЭОС без обратного клапана создают чередующиеся мгновенные депрессии и репрессии на пласт за счет создания при заданном режиме циркуляции рабочей жидкости через струйный насос. В этом случае глубинный манометр подсоединен к вставному струйному насосу.

При спуске внутрь НКТ вставного струйного насоса вместе с обратным клапаном при циркуляции рабочей жидкости через струйный насос мгновенно снижается давление на пласт, а при прекращении циркуляции обратный клапан не пускает рабочую жидкость в подпакерную зону, глубинный манометр, подсоединенный к обратному клапану, фиксирует кривые восстановления давления (КВД). Струйный насос вместе с обратным клапаном и манометром или без них извлекается на поверхность из НКТ с помощью канатной техники, или обратной циркуляцией жидкости через межтрубное пространство. Для получения сведений об изменении давления на пласт необходимо извлечь из глубинного манометра ленту и расшифровать ее.

На рис. 12.48 показана схема обвязки наземного оборудования при применении гидродинамического испытателя (УГИП). В УГИПе в камере инъекции смонтирован тензометрический датчик давления, соединенный посредством каротажного кабеля с наземной каротажной станцией. Конструкцией предусмотрено так же, как и в УЭОС, подсоединение глубинного манометра к обратному клапану, который может устанавливаться либо для выполнения операций, связанных с фиксацией КВД, либо для фиксации смены многократных депрессий и репрессий на пласт. В этом устройстве запись диаграммы давление p — время t осуществляется фоторегистратором или самописцем каротажной станции.

В УГИПе весь процесс освоения скважины контролируется визуально, что ускоряет принятие решения о завершении очистки приствольной зоны пласта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТЕНИЯ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ СТРУЙНОГО АППАРАТА

Принципиальная схема работы струйного аппарата приведена на рис. 12.49.

По соотношению f_c/f_p струйные аппараты относятся к низконапорным ($f_c/f_p > 4$) и высоконапорным ($f_c/f_p < 4$).

Универсальной характеристикой струйных аппаратов является относительный перепад давления $\Delta p_c/\Delta p_p$, где $\Delta p_c = p_c - p_n$, а $\Delta p_p = p_p - p_n$ (обозначения см. на рис. 12.49).

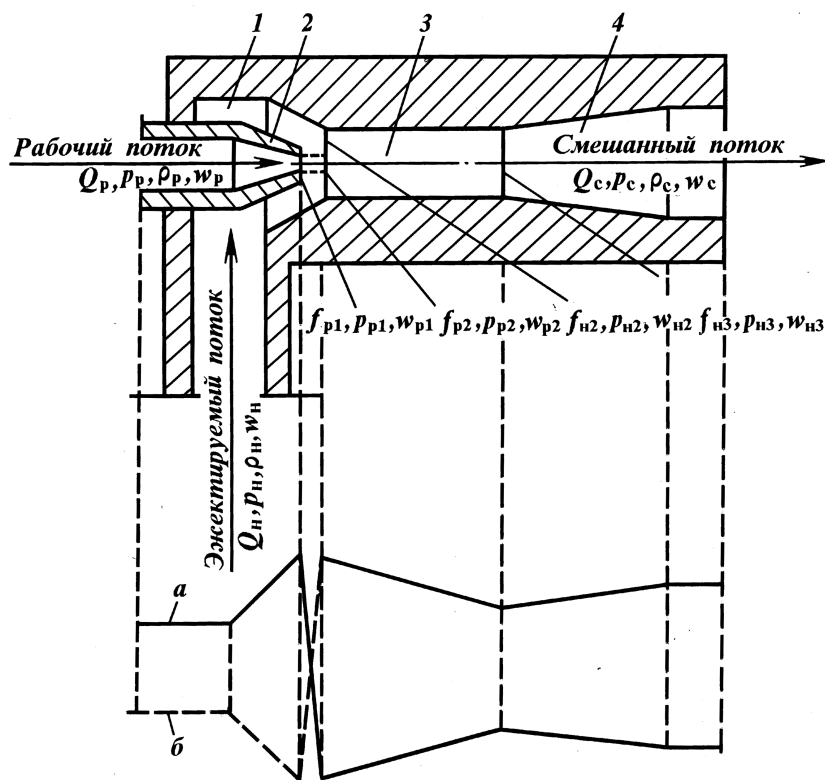


Рис. 12.49. Схема работы струйного аппарата:

a — изменение давления; b — изменение скорости потока; 1 — камера инжекции; 2 — рабочее сопло; 3 — камера смешения; 4 — диффузор; Q_p, Q_n, Q_c — расход соответственно рабочей, инжектируемой, смешанной жидкостей; ρ_p, ρ_n, ρ_c — плотность соответственно рабочей, инжектируемой, смешанной жидкостей; f_p, f_n, f_c — площадь поперечного сечения соответственно рабочего сопла, камеры инжекции в плоскости входа рабочей струи в камеру смешения, камеры смешения; p_p, p_n, p_c — статическое давление потоков соответственно рабочей и инжектируемой жидкостей во входном сечении, смешанной жидкости в выходном сечении цилиндрической камеры смешения; w_p, w_n, w_c — скорость потоков соответственно рабочей, инжектируемой, смешанной жидкостей

Теоретические расчеты и стендовые испытания показали, что в зависимости от расхода прокачиваемой рабочей жидкости Q_p и поступления из пласта инжектируемой жидкости Q_n , т.е. от коэффициента инжекции и перепада давления на насадке струйной камеры аппарата и в подпакерной зоне скважины, создается определенное давление. Путем регулирования давления прокачивания рабочей жидкости насосными агрегатами p_a с учетом фактического коэффициента инжекции и достигается требуемое снижение давления на пласт.

В скважине давление на входе в рабочее сопло струйного аппарата определяется зависимостью

$$p_p = p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*, \quad (12.48)$$

где $p_{ж.р}$ — давление столба рабочей жидкости на глубине установки струйного аппарата, МПа; p_a — давление прокачивания рабочей жидкости насосным

агрегатом (на устье), МПа; Δp^* — потери давления при движении рабочей жидкости от насосного агрегата к рабочему соплу струйного аппарата.

Давление на выкидке струйного аппарата определяется с учетом необходимости транспортирования смешанного потока из скважины на поверхность

$$p_c = p_{ж.с} + \Delta p^{**}, \quad (12.49)$$

где $p_{ж.с}$ — давление столба смешанной жидкости в межтрубном пространстве, МПа; Δp^{**} — потери давления при движении рабочей жидкости от струйного аппарата к устью скважины, МПа.

Определим давления столбов рабочей и смешанной жидкостей:

$$p_{ж.р} = \rho_p g H; \quad (12.50)$$

$$p_{ж.с} = \rho_c g H; \quad (12.51)$$

где H — глубина установки струйного аппарата, м; g — ускорение свободного падения, м/с².

Потери давления Δp^* и Δp^{**} определяются известными выражениями:

$$\Delta p^* = (8\lambda \rho_p H Q_2^2) / \pi^2 d^5; \quad (12.52)$$

$$\Delta p^{**} = (8\lambda \rho_c H Q_2^2) / \left[\pi^2 (D - d_1)^3 (D + d_1)^2 \right], \quad (12.53)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; d и d_1 — соответственно внутренний и наружный диаметры НКТ, м; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Значение давления в приемной камере струйного насоса, необходимое для достижения заданной депрессии на пласт Δp , определяется зависимостью

$$p_n = p_{пл} - \Delta p - 10^3 \rho_{ср} g h_c, \quad (12.54)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление в коллекторе, МПа; h_c — расстояние от места установки струйного насоса до середины интервала залегания продуктивного пласта, м; $\rho_{ср}$ — средняя плотность газожидкостной смеси в пределах интервала длиной h_c , кг/м³.

Так как $\Delta p_c / \Delta p_p = \frac{p_c - p_n}{p_p - p_n}$, то, подставляя из (12.48) и (12.49) значения p_c

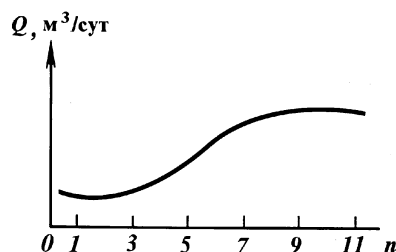
и p_n , получим, что значение p_a , необходимое для достижения заданного снижения давления в камере инъекции струйного насоса p_n , определяется зависимостью

$$p_a = \frac{p_{ж.с} - \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - p_{ж.р} + \Delta p^* - \left[\frac{p_n (1 - \Delta p_c / \Delta p_p)}{\Delta p_c / \Delta p_p} \right]. \quad (12.55)$$

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ВОЗБУЖДЕНИЮ ПРИТОКА И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН

В процессе работ по освоению скважин или очистке приствольных зон используются в качестве рабочих жидкостей вода, обработанная хлористым кальцием, или дегазированная нефть. Ведется постоянный контроль за изменением притока жидкости после каждого цикла депрессий — репрессий. На рис. 12.50 показан типовой график такого контроля, из которого видно, что первые циклы обеспечивают разрушение зоны коьматации, а последую-

Рис. 12.50. Зависимость количества извлекаемой жидкости из пласта от числа циклов депрессий – репрессий n



щие — очистку. Полученный стабилизационный перегиб кривой свидетельствует о завершенности процесса.

Практикой установлено, что в одних случаях требуется создание 2–5 циклов для полной очистки прискважинной зоны, в других — необходимо создание 20–50 циклов.

Величина депрессии и ее амплитуда устанавливаются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом значения пластового давления, давления насыщения нефти газом, размеров перемычки между нефтяным и водяным пластами, прочности скелета породы и других факторов.

Необходимое давление p_n в камере инжекции струйного насоса для достижения заданной депрессии на пласт Δp определяется по формуле (12.54).

Допустимая величина депрессии на пласт при вызове притока выбирается с учетом следующих условий:

- прочности цементной оболочки в кольцевом пространстве;
- прочности обсадной колонны;
- предотвращения выделения газа в призабойной зоне пласта;
- устойчивости коллектора;
- предотвращения смыкания трещин (для трещинных коллекторов).

Величина допустимой депрессии из условия сохранения прочности цементной оболочки определяется по формуле

$$\Delta p \leq p_{\text{пл}} - (p_{\text{пл.в}} - \alpha h), \quad (12.56)$$

где $p_{\text{пл.в}}$ — давление в водоносном горизонте либо на границе водонефтяного контакта (ВНК) при водоплавающих залежах, МПа; h — высота качественной цементной оболочки между водоносным горизонтом или ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м; α — допустимый градиент давления на цементную оболочку за обсадной колонной, МПа/м (рекомендуется не более 2,5 МПа/м).

Перепад давления на эксплуатационную колонну (или Δp) не должен превышать допустимого значения согласно требованиям по предотвращению смятия обсадных колонн.

С точки зрения предотвращения выделения газа в призабойной зоне и его прорыва в ствол скважины при обводненности продукции больше 3 %

$$\Delta p \leq p_{\text{пл}} - 0,6 p_{\text{нас.г}}; \quad (12.57)$$

для остальных случаев

$$\Delta p \leq p_{\text{пл}} - p_{\text{нас.г}} \quad (12.58)$$

где $p_{\text{нас.г}}$ — давление насыщения нефти газом.

Величина предельной депрессии, исходя из условий устойчивости коллектора пласта в призабойной зоне, обеспечивается при соблюдении следующего соотношения:

$$\Delta p = \frac{\sigma}{2} - k(p_r - p_{пл}), \quad (12.59)$$

где σ — предел прочности породы на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа; p_r — вертикальное горное давление, МПа; k — коэффициент бокового распора.

Горное давление определяется средней плотностью вышележающих пород $\rho_{пл}$ с учетом вмещающих их жидкостей и глубин размещения пласта H .

Поскольку формула (12.59) является приблизительной, а точность определения σ и p_r весьма незначительна, то величину депрессии рекомендуется проверять экспериментально для каждого месторождения.

Величина предельной депрессии, исходя из условий предупреждения смыкания трещин, для трещинных коллекторов определяется зависимостью

$$\Delta p \leq \frac{\delta E}{4l(1 - \mu^2)}, \quad (12.60)$$

где δ — раскрытие трещины, мм; l — длина трещины, мм; E — модуль упругости породы пласта, МПа; μ — коэффициент Пуассона.

Общими требованиями для всех применяемых типов струйных насосов является проверка герметичности разобщения затрубного пространства пакеров путем создания давления в затрубном пространстве, не превышающего по значению давления опрессовки обсадной колонны. При использовании УОС эта операция осуществляется за счет подсоединения наземного насосного агрегата к затрубному пространству. Технологическая заглушка 3 (см. рис. 12.46) предотвращает попадание жидкости в струйный аппарат и по своей прочности выдерживает наружное давление в 10 МПа. При применении аппаратов УЭОС либо УГИП внутрь НКТ сбрасывается съемная втулка, перекрывающая выкид в затрубное пространство. После проверки надежности пакерования съемная втулка с помощью каната извлекается на поверхность скважины.

Во всех компоновках струйных аппаратов предусмотрены гнезда для установки опрессовочного и циркуляционного клапанов. Оба клапана доставляются к месту их установки потоком жидкости и извлекаются на поверхность с помощью каната. С помощью опрессовочного клапана определяется герметичность НКТ, а с помощью циркуляционного клапана глушение (в случае необходимости) — герметичность скважины.

В случае, если скважина заполнена буровым раствором, то его заменяют на обработанную техническую воду либо нефть при производительности насосного агрегата не более 1,0 л/с.

Воздействие на пласт рекомендуется производить в следующей последовательности: снижение и восстановление давления на пласт производить путем периодического включения в работу наземных насосных агрегатов на 10–15 мин и их отключения на 5–7 мин. Во время воздействия на призабойную зону необходимо замерять количество поступающей жидкости и строить графики (см. рис. 12.44 и 12.50), если только скважина не перешла в режим фонтанирования. После достижения стабилизации притока из пласта следует создать один цикл снижения давления продолжительностью 1–1,5 ч для выноса механических примесей из подпакерной зоны.

При работе с аппаратами типа УОС после оценки качества пакерования и проверки герметичности НКТ во внутреннюю их полость сбрасывается клапан в виде шара диаметром 25,4 мм. К буферу подсоединяется нагнетательная линия от наземных насосных агрегатов, а затрубное пространство подсоединяется согласно схеме (см. рис. 12.45). При создании давления внутри НКТ 5–7 МПа происходит разрушение технологической заглушки, и скважина готова к проведению технологического процесса.

При использовании струйных аппаратов УЭОС порядок работ следующий: вначале внутрь НКТ сбрасывается струйный аппарат с подсоединенным к нему узлом обратного клапана и глубинным манометром. После посадки аппарата в гнездо корпуса создается насосными наземными агрегатами заданное давление на устье скважины, чем достигается расчетная депрессия на пласт Δp . В течение 15–30 мин обеспечивается приток из скважины. После отключения наземных насосных агрегатов обратный клапан в клапанном узле разобщает подпакерную и надпакерную части скважины, а глубинный манометр фиксирует кривую восстановления давления в течение 1–3 ч и более (при необходимости). Затем с помощью каната извлекается аппарат из скважины, отсоединяется от него узел обратного клапана с манометром и вновь запрошенный манометр подсоединяется к резьбе самого струйного аппарата. После доставки его потоком жидкости к корпусу осуществляются работы, аналогичные проводимым с помощью УОС.

Контроль состояния призабойной зоны с помощью записи очередной КВД осуществляется путем извлечения УЭОС на поверхность и повторного его спуска с узлом обратного клапана и манометром. Для получения данных для построения индикаторной диаграммы осуществляется ступенчатое снижение давления в подпакерной зоне с одновременным фиксированием притока из пласта Q (см. рис. 12.44).

При использовании УГИП для проведения аналогичных работ на устье скважины устанавливается геофизическая лаборатория АКС-Л и запись снижения давления в подпакерной зоне ведется на ленте осциллографа этой станции. Нижний клапанный узел подключается или отключается путем извлечения аппарата на кабеле на поверхность.

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Основу подлежащей обработке информации с целью определения характеристик исследуемой скважины и пластов составляют кривые притока (дебита) при наличии депрессии на пласты и кривые восстановления давления (КВД), регистрируемые на забое скважины после прекращения отбора жидкости (газа).

Продуктивность системы скважина – пласт наиболее полно выражается через коэффициент продуктивности η , численно равный отношению дебита к депрессии в условиях установившейся фильтрации.

Основными характеристиками, предопределяющими значения продуктивности скважин, являются:

- пластовое давление $p_{пл}$, МПа;
- параметр гидропроводности пластов в зоне фильтрации kh/μ , $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$;
- проницаемость пластов k , мкм^2 ;
- эффективная толщина пластов h , м;

вязкость насыщающего флюида μ , МПа · с;
 показатель скин-эффекта S , выражающий наличие или отсутствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважины;
 отношение коэффициентов продуктивности (потенциальной к фактической) ОП = η_p/η_f ;
 радиус контура питания скважины R_k , м;
 радиус скважины в интервале продуктивного пласта r_c , м.
 Взаимосвязь между коэффициентом продуктивности и основными параметрами пластов и скважины выражается следующей зависимостью:

$$\eta = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{1}{\ln R_k - \ln r_c + S}. \quad (12.61)$$

Методика определения характеристик исследуемых пластов предусматривает обработку кривых восстановления давления (КВД) известными методами и в первую очередь методом Хорнера, основу которого составляет зависимость между ростом давления на забое скважины, закрытой с целью прекращения притока, от фильтрационных параметров пласта. Эта зависимость выражается уравнением

$$p_t = p_{пл} - 0,183 \frac{Q_{\mu B}}{kh} \lg \frac{T+t}{t}, \quad (12.62)$$

где p_t — текущее давление на забое скважины по истечении времени t после остановки скважины; Q — средний дебит скважины за период притока; B — объемный коэффициент; T — продолжительность притока перед остановкой скважины.

Для многоциклового исследования (чередование периодов притока и восстановления давления) уравнение (12.62) имеет вид

$$p_t = p_{пл} - 0,183 \frac{\mu B}{kh} \sum_{i=1}^n Q_i \lg \frac{\sum_{j=1}^n T_j + \sum_{j=1}^n (t_{j-1} + t)}{\sum_{j=i+1}^n T_j - \sum_{j=i}^{n-1} (t_{j-1} + t)}, \quad (12.63)$$

где Q_i — дебит i -го открытого периода; T_i , t_i — продолжительность i -го открытого и закрытого периодов; t — текущее время n -го закрытого периода.

С использованием зависимостей (12.62) или (12.63) определяется параметр гидропроводности пластов:

при использовании уравнения (12.62)

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{QB}{M}; \quad (12.64)$$

при использовании уравнения (12.63)

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{B}{M}, \quad (12.65)$$

где M — угловой коэффициент прямолинейного участка зависимости

$$p_t = \psi \left(\lg \frac{T+t}{t} \right) \text{ для одноциклового исследования или } p_t = \psi \left(Q_1 \lg \frac{T_1 + T_2 + t_1 + t}{T_2 + t_1 + t} + \right. \\ \left. + g_2 \lg \frac{T_2 + t}{t} \right) \text{ для двухциклового.}$$

Наиболее объективно соотношение между фильтрационными параметрами в удаленной и призабойной зонах скважины оценивается через показатель скин-эффекта S , свидетельствующий о наличии или отсутствии дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

Точное выражение для скин-эффекта имеет вид

$$S = \left(\frac{k}{k_3} - 1 \right) \ln \frac{r_3}{r_c}, \quad (12.66)$$

где k — проницаемость удаленной зоны пласта; k_3 — проницаемость призабойной зоны пласта; r_3 — радиус зоны ухудшенной проницаемости; r_c — радиус скважины в продуктивном интервале.

В практической работе показатель скин-эффекта с достаточной точностью рассчитывают по формуле

$$S = 1,15 \left(\frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}}}{M} - \lg T - C \right), \quad (12.67)$$

где $p_{\text{т}}$ — забойное давление перед остановкой скважины, МПа; T — продолжительность периода притока, мин; $C = \lg 135x / r_c^2$ — поправочный коэффициент, зависящий от пьезопроводности чистого пласта x и радиуса скважины r_c .

С достаточной для практики точностью значения поправочного коэффициента C определяются из табл. 12.17.

Поскольку значение показателя скин-эффекта, рассчитанное по формуле (12.67) с использованием табл. (12.17), определяется с точностью ± 1 , то при оценке состояния призабойной зоны могут встречаться следующие варианты:

Таблица 12.17

Значение поправочного коэффициента C

kh/μ , м ³ /(сут × × МПа)	Поправочный коэффициент C при значении комплекса hr_c^2 , м·см ²								Среднее значение
	100	200	400	800	1500	3000	6000	8000	
0,1	1,5	1,2	0,9	0,7	0,4	0,0	−0,3	−0,4	0,6
0,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,4	0,3	1,3
1,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,6	1,6
2,0	2,8	2,5	2,2	1,9	1,6	1,3	1,0	0,9	1,9
5,0	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,4	1,3	2,3
10,0	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,7	1,6	2,6
20,0	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3	2,0	1,9	2,9
50,0	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,4	2,3	3,3
100,0	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,6	3,6
200,0	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	3,9

а) $-1 \leq S \leq 1$ — гидропроводности испытываемых пластов в призабойной и удаленной зонах равны или примерно одинаковы;

б) $S > 1$ — в призабойной зоне имеются дополнительные фильтрационные сопротивления, обусловленные некачественным вскрытием пластов;

в) $S < -1$ — гидропроводность пластов в призабойной зоне выше, чем в удаленной.

Степень влияния скин-эффекта на продуктивность скважины оценивают через соотношение продуктивностей

$$\text{ОП} = \eta_{\text{п}} / \eta_{\text{ф}} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}}}{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}} - \Delta p_s}, \quad (12.68)$$

где $\eta_{\text{ф}}$ — фактический коэффициент продуктивности за время притока, $\eta_{\text{ф}} = \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}}}$; $p_{\text{т}}$ — среднее забойное давление за время притока; Q — средний дебит за время притока; Δp_s — часть депрессии, затрачиваемой на преодоление скин-эффекта,

$$\Delta p_s = 0,87SM, \quad (12.69)$$

$\eta_{\text{п}}$ — потенциальный коэффициент продуктивности,

$$\eta_{\text{п}} = \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{т}} - \Delta p_s} \quad (12.70)$$

или

$$\eta_{\text{п}} = 0,8 \frac{kh}{\mu} \frac{1}{B}, \quad (12.71)$$

$\frac{kh}{\mu}$ — гидропроводность удаленной зоны пластов, определяемая по КВД.

Практический интерес представляет оценка потерь дебита при наличии скин-эффекта:

при кратковременном притоке

$$\Delta Q_s = \eta_{\text{п}} \Delta p_s \left(\frac{\lg T_3 + C}{\lg T + C} \right); \quad (12.72)$$

при установившейся фильтрации

$$\Delta Q_s = \eta_{\text{п}} \Delta p_s. \quad (12.73)$$

На основании рассмотренных выше положений обработку результатов исследования с определением параметров пластов осуществляют в следующей последовательности.

1. Определяют объем притока $V_{\text{пр}}$ и средний дебит Q для каждого периода притока:

$$Q = 1440 \frac{V_{\text{пр}}}{T}, \quad (12.74)$$

где T — время притока, мин.

2. Производят расшифровку КВД с определением забойных давлений через определенные промежутки времени с интервалом 1; 5; 10; 20; 30 мин в зависимости от интенсивности роста давления и общего времени регистрации.

3. Для каждой точки определяют координаты:
для одноциклового исследования

$$y = p_t, \quad x = \lg \frac{T+t}{t};$$

для двухциклового исследования

$$y = p_r$$

$$x = Q_1 \lg \frac{T_1 + T_2 + t_1 + t_2}{T_2 + t_1 + t} + Q_2 \lg \frac{T_2 + t}{t};$$

для многоциклового исследования

$$y = p_{tr}$$

$$x = \sum_{i=1}^n Q_i \lg \frac{\sum_{j=1}^n T_j + \sum_{j=1}^{n-1} (t_{j-1} + t)}{\sum_{j=i+1}^n T_j + \sum_{j=1}^{n-1} (t_{j-1} + t)}.$$

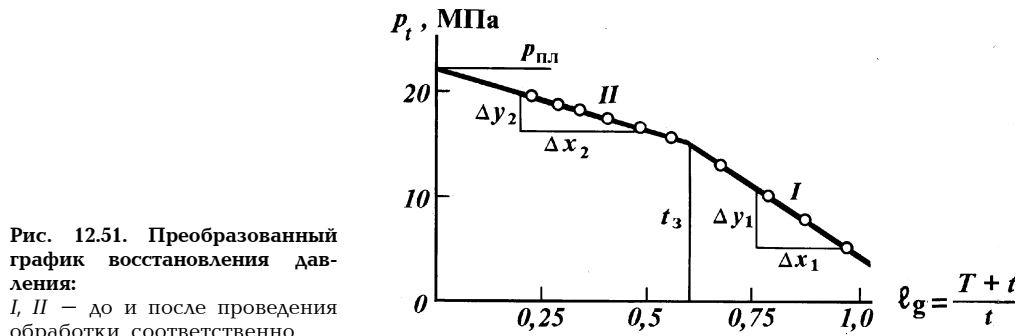
4. По значениям расчетных координат строят преобразованный по методу Хорнера график восстановления давления (рис. 12.51).

5. На графике (см. рис. 12.51) проводят прямолинейные (начальный и конечный) участки и определяют угловые коэффициенты прямых, характеризующие фильтрационные сопротивления (МПа) призабойной ω_1 и удаленной ω_2 зон:

$$\omega = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{p_n - p_{n-1}}{x_{n-1} - x_n}. \quad (12.75)$$

6. В точке пересечения конечного прямолинейного участка преобразованного графика КВД с осью давлений определяют значение пластового давления.

7. По формуле (12.64) или (12.65) определяют значения гидропроводности



удаленной, а при наличии четкого начального прямолинейного участка и призабойной зон.

8. Определяют проницаемость пластов $k = 1,1 \left(\frac{kh}{\mu} \right) \frac{\mu}{h} \cdot 10^{-2}$.

9. Определяют радиус зоны пониженной гидропроводности пластов по формуле

$$r_3 = \sqrt{4 \left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 t_3 / (mh\beta)} , \quad (12.76)$$

где $\left(\frac{kh}{\mu} \right)_1$ — гидропроводность пород в призабойной зоне скважины; t_3 — время в точке пересечения начального и конечного прямолинейных участков КВД (см. рис. 12.51); m — коэффициент пористости; h — эффективная толщина пластов; β — упругоёмкость пластов (при неизвестном значении может быть принята равной $5 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹).

10. Определяют фактический коэффициент продуктивности за время притока.

11. По формулам (12.66), (12.67) и (12.68) определяют показатель скин-эффекта и отношение продуктивностей.

12. По формулам (12.70) и (12.72) или (12.71) и (12.73) определяют потенциальный коэффициент продуктивности и потерю дебита.

13. Для оценки эффективности процесса очистки призабойной зоны скважины во времени производят обработку нескольких полученных во время исследования кривых восстановления давления.

14. На основании приведенных расчетов делается заключение о фильтрационных параметрах пород в призабойной и удаленной зонах, о степени загрязнения пласта и о необходимости и целесообразности проведения мероприятий по обработке призабойной зоны скважины, производится оценка потенциальной продуктивности скважины и делается заключение относительно эффективности выполненных работ по интенсивности притока.

Применение струйных аппаратов типа УЭОС-2 и УГИП позволяет осуществлять почти весь цикл освоения скважины, включающий оценку фильтрационных свойств пласта в призабойной и удаленной зонах по данным гидродинамических исследований до и после воздействия на ПЗП многократными депрессиями — репрессиями в сочетании с химическим воздействием или без него.

Практика использования описанной технологии подтвердила ее высокую техническую и экономическую эффективность.

12.5.9. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТОВ, ПОГЛОЩАЮЩИХ ЖИДКОСТЬ ПРИ СОЗДАНИИ ДАВЛЕНИЯ БОЛЬШЕ ПЛАСТОВОГО

При вызове притока из поглощающих пластов с помощью компрессора могут создаваться условия, при которых давление на забой будет выше пластового и возникнет поглощение жидкости. Поэтому применяют специальные технологические приемы, связанные с нагнетанием газа или азрированной

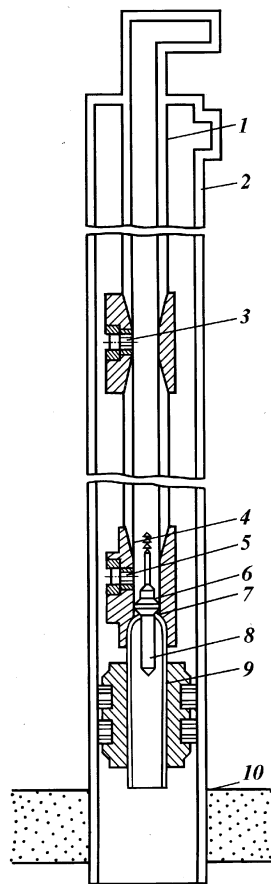


Рис. 12.52. Схема оборудования для вызова притока из глубоких скважин с низким давлением в поглощающих пластах при закачке газа в затрубное пространство:
1 — насосно-компрессорные трубы; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — пусковой клапан; 4 — захватное устройство; 5 — клапан; 6 — тарелка клапана; 7 — седло клапана; 8 — шток утяжелителя; 9 — пакер; 10 — пласт

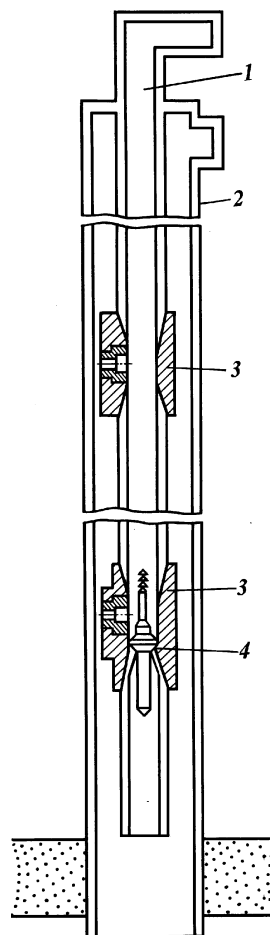


Рис. 12.53. Схема оборудования для вызова притока из глубоких скважин с низким давлением в поглощающих пластах при закачке воздуха в НКТ:
1 — насосно-компрессорные трубы; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — муфта с клапаном; 4 — извлекаемый клапан

жидкости в затрубное пространство и НКТ (рис. 12.52). Здесь используется пакер для разобщения пласта и затрубного пространства и пусковое отверстие в НКТ, причем нижнее пусковое отверстие должно иметь высокую пропускную способность для обеспечения как промывки, так и движения потока жидкости, вытесняемой газом. Клапан в НКТ предусмотрен для предупреждения поглощения при повышении в них уровня неаэрированной жидкости. Поступление жидкости из пласта в НКТ начнется лишь после того, как давление над клапаном будет меньше, чем под ним, т.е. возникнет депрессия.

По схеме на рис. 12.53 можно снизить давление на забой без установки пакера при закачке газа или азрированной жидкости при прямой промывке. Клапан, установленный в трубах, не допускает передачи давления на пласт. Газ поступает до первого и последующих пусковых отверстий и поднимает жидкость на поверхность, уменьшает плотность смеси. Важным этапом при выполнении настоящей схемы является выбор места расположения первого пускового отверстия. Оно должно быть там, где повышение уровня в затрубном пространстве, связанное с закачкой воздуха в НКТ, не привело к увеличению давления на забой настолько, чтобы началось поглощение жидкости. Как и в первой схеме, нижнее отверстие должно иметь достаточную пропускную способность для циркуляции жидкости без больших перепадов давления.

12.5.10. СВАБИРОВАНИЕ (ПОРШНЕВАНИЕ)

Одним из способов снижения давления на забой является свабирование (поршневание) [200]. Сваб — поршень, снабженный клапаном, который спускают на канате в колонну НКТ. Клапан при ходе поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне. Глубина погружения сваба зависит от мощности агрегата, на котором установлена лебедка, размеров лебедки и прочности каната, на котором спускается сваб.

Различают максимальную глубину погружения и глубину погружения под уровень. Первая зависит от прочности каната и мощности агрегата, вторая — от диаметра НКТ, плотности жидкости и прочности каната. По мере снижения уровня жидкости в скважине глубина погружения под уровень уменьшается.

Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного времени, что способствует плавному запуску скважины. Если за один рейс будет извлечена жидкость из 250 м НКТ диаметром 73 мм, то общее снижение уровня в скважине диаметром 146 мм составит около 60 м.

Постепенное снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для очистки каналов в призабойной зоне пласта. Поэтому по отсутствию притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Свабирование скважин с высоким пластовым давлением производят при установленных на устье фонтанной арматуре и противовыбросовом сальниковом устройстве (лубрикаторе). Если давление ниже гидростатического, используют только устройство для направления жидкости, извлекаемой из скважины, в емкости.

Приток из нефтяного пласта при свабировании определяют по появлению в извлекаемой жидкости газа, эмульсии и нефти. При получении интенсивного притока уровень в скважине возрастает и встречается свабом на глубине, откуда жидкость уже была извлечена. Если пластовое давление ниже гидростатического, свабирование ведут до полного извлечения находящейся в скважине жидкости, т.е. замены ее пластовым флюидом.

12.5.11. ТАРТАНИЕ

Снижение уровня в скважине с помощью желонки — один из способов уменьшения давления на забой. Это один из самых старых методов вызова притока из пласта. Тартание может быть использовано при испытании неглубоких скважин с низкими пластовыми давлениями.

Желонка изготавливается из тонкостенных труб диаметрами 89 и 114 мм, в нижней части ее имеется клапан, а в верхней — приспособление для крепления каната. Желонка спускается в скважину на канате под уровень жидкости, наполняется, а затем поднимается на поверхность. Иногда желонку опускают в интервал перфорации и многократным подъемом и спуском ее создают эффект поршневания. Работы по снижению уровня жидкости в скважине ведутся медленно, так как объем желонки невелик. Например, для снижения уровня на 500 м в колонне диаметром 168 мм желонкой диаметром 114 мм и длиной 10 м необходимо сделать более 110 рейсов.

Глубина спуска ограничивается прочностью и длиной каната, на котором спускается желонка. В последние годы тартание при испытании скважин используется редко.

12.5.12. ПРОМЫВКА (ЦИРКУЛЯЦИЯ ЖИДКОСТИ)

В практике известно немало случаев, когда после снижения давления на забой путем замены бурового раствора водой или нефтью вызвать фонтанный приток из пласта не удавалось. Однако после неоднократных периодических промывок этой жидкостью пласт начинал работать, и скважина переходила на устойчивое фонтанирование [200]. Такое явление часто можно наблюдать в тех случаях, когда пластовое давление равно забойному или незначительно превышает его.

В процессе промывки скважины пузырьки газа и капельки нефти проскальзывают в движущийся поток. Происходит постепенная очистка каналов в призабойной зоне, создаются благоприятные условия для движения пластовой жидкости к скважине, и пласт начинает работать.

Промывку скважины можно применять сразу после окончания замены бурового раствора более легкой жидкостью или после продолжительной остановки (4–12 ч) как при отсутствии явных признаков притока, так и при их наличии. Нередки случаи, когда скважина начинает фонтанировать, а затем останавливается. Причиной этому может быть противодействие, созданное накопившимся в подъемных трубах буровым раствором или пластовой водой. Удаление их промывкой вновь создает условия для притока флюида из пласта.

Необходимо отметить, что промывку как способ вызова притока можно использовать только в фонтанных скважинах. Следует также учитывать, что при прямой и обратной промывках на забое скважины возникают различные давления.

12.6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, коэффициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества освоения.

По каждой вновь вводимой из бурения скважине проводится комплекс гидродинамических исследований, включающий:

- исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

- исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

- исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости q и ее обводненности n_v от глубины измерения H в пределах общего интервала перфорации и определением дебитов жидкости Δq и обводненности n'_v для отдельных участков перфорированного интервала;

- отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти.

12.7. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

12.7.1. ОБОБЩЕНИЕ ПОНЯТИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

В промысловой практике для эффективного планирования и регулирования процесса разработки месторождения необходимо знать потенциальные возможности каждой скважины. Сравнение фактических и потенциальных продуктивных характеристик скважин дает возможность оценивать эффективность выбранной технологии заканчивания скважин и проводимых технологических операций, позволяет правильно выбрать методы интенсификации притока в скважину.

Приток жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Целесообразно выделять следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис. 12.54):

- по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину;

- по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;

- по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

На основании сказанного, формула дебита реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все перечисленные виды гидродинамического несовершенства, примет следующий вид:

$$Q_{\Phi} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}}{\omega_{\text{осн}} - \omega_{\text{доп}}} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} \right)}, \quad (12.77)$$

где C_1 и C_2 — безразмерные коэффициенты; $\omega_{\text{осн}}$ и $\omega_{\text{доп}}$ — основное и дополнительное фильтрационные сопротивления,

$$\omega_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} (C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}}).$$

Для расчетов притока жидкости или газа к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совер-

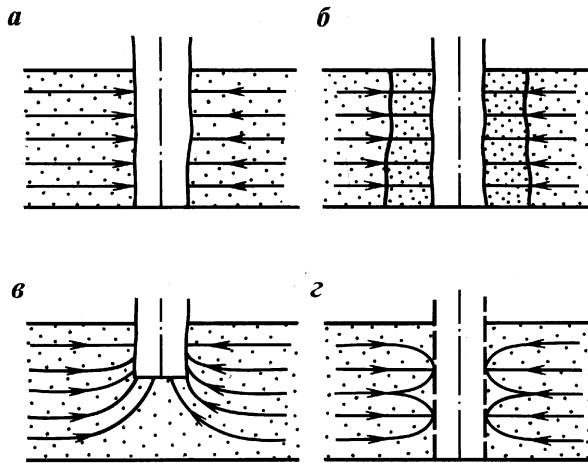


Рис. 12.54. Схемы притока в гидродинамически совершенную скважину (а) и гидродинамически несовершенные скважины по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта

шенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины. На основании данного определения формулу (12.77) запишем в виде

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi k g (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\Pi} \right)} = \frac{2\pi k h (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (12.78)$$

Из этого равенства легко получается выражение для приведенного радиуса

$$r_{\text{пр}} = r_c e^{-(C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\Pi})}$$

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами — совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами, что значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вместо сложных расчетно-аналитических зависимостей, описывающих приток в реальные несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически совершенных скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства ϕ , под которым понимают отношение фактического дебита скважины к дебиту этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина, при прочих равных условиях, имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость пористой среды в призабойной зоне). Из этого определения и с учетом формул (12.77) и (12.78) следует, что

$$\phi = \frac{Q_{\phi}}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\Pi}} = \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (12.79)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важных характеристик и подлежит определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Строение пористой среды вокруг скважины и состояние ее забоя в общем случае может иметь очень сложную картину. Соответственно столь сложной будет и картина притока в гидродинамически несовершенную скважину.

Определение степени гидродинамического совершенства скважин различными исследователями проводилась теоретически (аналитическими и численными методами), экспериментально и по промысловым данным.

12.7.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На протяжении десятков лет различными исследователями велось изучение продуктивности гидродинамически несовершенных скважин. Исследование притока нефти или газа в гидродинамически несовершенную скважину проводилось аналитически и экспериментально. С появлением быстродействующих электронно-вычислительных машин с большим объемом памяти появилась возможность для этой цели применять численные методы.

Аналитическое решение задачи притока жидкости в несовершенную скважину сводится к решению уравнения Лапласа в цилиндрических координатах для определенной группы граничных условий:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0,$$

где Φ — функция потенциала; r , z — горизонтальная и вертикальная координаты соответственно.

Полученные формулы оказались малоприменимыми для практического использования из-за их сложности и неточности.

Метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанный на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах, позволяет быстро получать количественный результат для существенно трехмерных задач фильтрации, трудно поддающихся аналитическому решению. При этом электрические токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, направления — аналогом перепадов давления, а омические сопротивления — аналогом фильтрационных сопротивлений.

Метод ЭГДА был применен В.И. Щуровым с целью изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. Был использован гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными цилиндрическими электродами правильной формы в качестве модели перфорированной скважины. Сравнение протекающих токов при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит), геометрически подобную пластовой системе, позволило определить возникающие омические сопротивления, а от последних по ЭГДА перейти к фильтрационным сопротивлениям. В результате обработки экспериментальных данных были найдены значения безразмерных коэффициентов C_1 и C_2 для различных условий вскрытия пласта и построены известные графики

В.И. Щурова, которые широко используются в практике и теории разведки и разработки месторождений нефти и газа.

И.Н. Гайворонским, Р.Г. Ахмадеевым и А.А. Мордвиновым была проведена математическая обработка экспериментальных данных В.И. Щурова и получены следующие формулы:

$$C_1 = 7,86 \left(0,31 \ln^2 h' - 0,25 \ln h' \right) \left(0,03 + 0,14 \ln \frac{h}{D} + 0,04 \ln^2 \frac{h}{D} \right); \quad (12.80)$$

$$C_2 = 3,58 \left(0,34 - 0,3 \ln \frac{l_k}{D} + 0,17 \ln^2 \frac{l_k}{D} \right) \times \left(2,07 - 1,64 \ln nD + 0,41 \ln^2 nD \right) \times \\ \times \left(0,3 - 0,24 \ln \frac{d_k}{D} + 0,01 \ln^2 \frac{d_k}{D} \right) - 1, \quad (12.81)$$

где h — эффективная толщина пласта, м; h' — относительное вскрытие пласта; D — диаметр скважины, м; l_k — средняя эффективная длина перфорационных каналов, м; d_k — диаметр перфорационных каналов, м; n — плотность перфорации, отв/м.

Формулы (12.80) и (12.81) дублируют графики Щурова. Однако использование этих формул уменьшает вероятность и величину ошибок за счет интерполяции. Они удобны при расчетах на ЭВМ.

Техника лабораторного моделирования не позволяет изучать влияние на дебит скважины всех видов несовершенства, в частности, — изменения проницаемости породы. Это удалось сделать только благодаря применению быстродействующих ЭВМ, обладающих большим объемом памяти. Такие исследования проведены в США.

Математическая обработка некоторых результатов решения американскими исследователями задачи продуктивности перфорированной скважины проведена в работе [77] и получена следующая формула для определения величины S_6 :

$$S_6 = 5,8 \left(0,1 - 0,01 \ln \frac{k_1}{k} + 0,41 \ln^2 \frac{k_1}{k} \right) \left(3,53 - 1,44 \ln n + 0,17 \ln^2 n \right) \times \\ \times \left(0,42 - 0,07 \ln l_k + 0,13 \ln^2 l_k \right). \quad (12.82)$$

Формула (12.82) соответствует случаю, когда перфорационные каналы не выходят за зону пониженной проницаемости, и получена при изменении параметров в следующем диапазоне: k_1/k от 0,125 до 0,5; n от 4 до 52,4 отв/м; l_k от 0,05 до 0,30 м.

Поскольку реальные перфорационные каналы имеют неправильную геометрическую форму, а также измененное состояние пористой среды вокруг них, в работе [77] предложено реальные каналы заменять эквивалентными по пропускной способности каналами правильной геометрической формы с ненарушенной структурой пористой среды вокруг них. Для этой цели аналитически решена задача расчета расхода жидкости через цилиндрическую керновую модель с перфорационным каналом в центре и выполнены экспериментальные исследования по отстрелам кумулятивных зарядов и по определению пропускной способности полученных каналов на специально созданной установке "Пласт".

Рассмотренные методы позволяют определять продуктивность скважины с идеализированной картиной забоя и призабойной зоны. Ни экспериментальные, ни математические приемы не позволяют учесть все особенности реальной картины гидродинамического совершенства. Такая задача может быть решена только на основе промысловых данных.

12.7.3. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Изменение проницаемости породы призабойной зоны и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, для реальной скважины в промысловых условиях технологи не знают, например, каких размеров и формы получились перфорационные каналы, какова степень изменения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов и т.д. Нет достоверной информации и о многих других параметрах, по которым определяются величины дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле (12.79) обычно не представляется возможным, поскольку достоверно не известны фактические значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

Авторы работы [77] считают, что нужна такая методика оценки степени гидродинамического совершенства скважин, которая бы не содержала в явном виде значений этих коэффициентов.

В работе [77] показано, как на основе гидродинамических методов исследований скважин можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства. В формулу дебита реальной скважины, описывающую плоскорадиальную фильтрацию жидкости по линейному закону, вводится коэффициент гидропроводности. Тогда формула (12.77) примет следующий вид:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi\epsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}}}.$$

Переписав эту формулу относительно знаменателя, получим

$$\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} = \frac{2\pi\epsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{Q_{\phi}} = \frac{2\pi\epsilon}{\eta_{\phi}}. \quad (12.83)$$

Тогда сумма дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры — коэффициенты гидропроводности пласта ϵ и продуктивности скважины η .

Подставляя (12.83) в (12.79), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \frac{\eta}{\epsilon} - \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}. \quad (12.84)$$

В полученной формуле величина коэффициента продуктивности η_{ϕ} определяется по результатам исследования скважины при установившихся режимах работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта ϵ определяется по углу наклона прямой-

ного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах $\Delta p(t) - \ln t$. Из теоретических основ газогидродинамических исследований скважин на установившихся и не установившихся режимах работы следует, что коэффициент продуктивности, определенный по ИД, характеризует всю зону дренирования — от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с естественными (неизмененными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Таким образом, методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, основанная на формуле (12.84), построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и не установившихся режимах работы. При этом в расчетах не используются параметры, определяемые по результатам исследований скважин с наименьшей погрешностью.

12.7.4. ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА СТЕПЕНЬ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

Качество вскрытия пластов определяет большое число факторов, связанных с бурением продуктивного пласта, перфорацией скважин и конструкцией их забоев, а также с фильтрационными характеристиками пласта и физико-химическими процессами, происходящими в пористой среде призабойной зоны при бурении и перфорации. Многофакторность условий формирования состояния призабойной зоны и забоя скважины является одним из основных критериев возможности применения для оценки степени гидродинамической связи пласта и скважины методов математической статистики, которые широко применяются в различных областях науки и техники с целью оценки, прогнозирования, диагностирования, распознавания образцов и т.д.

С целью исследовать влияние геолого-промысловых факторов на гидродинамическое совершенство скважин были собраны первичные геолого-промысловые данные почти по 500 скважинам нефтяных месторождений основных нефтедобывающих районов страны.

Выбирались скважины, в которых были проведены гидродинамические исследования при установившихся и не установившихся режимах работы, т.е. по которым были известны коэффициент продуктивности скважины и коэффициент гидропроводности пласта. Анализ собранного геолого-промыслового материала и публикаций по вопросам вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией позволили в качестве влияющих факторов выбрать следующие: коэффициент проницаемости пласта, определенный по КВД; коэффициент пористости пласта; величину репрессии на пласт при вскрытии его бурением и перфорацией; водоотдачу бурового раствора; плотность перфорации; величину депрессии на пласт во время эксплуатации скважин; толщину пласта. Характеристика выбранных геолого-промысловых факторов приведена в табл. 12.18. Коэффициент гидродинамического совершенства определялся по формуле (12.84).

Статическая связь между выбранными геолого-промысловыми факторами и коэффициентом гидродинамического совершенства скважин была найдена методом многофакторного корреляционного анализа с последова-

Таблица 12.18

Геолого-промысловые факторы, влияющие на гидродинамическое совершенство скважины

Фактор	Величина фактора		
	минимальная	максимальная	средняя
Проницаемость, мкм ²	0,002	6,016	0,560
Пористость	0,030	0,293	0,186
Репрессия, МПа	1,1	12,4	5,0
Плотность перфорации, отв/м	4	47	22
Водоотдача, см ³ /мин	3,5	35,0	12,4
Депрессия, МПа	0,07	10,9	2,3
Толщина пласта, м	0,5	110,0	22,0
Коэффициент совершенства	0,04	1,29	0,6

тельным вводом факторов. За основу принято уравнение регрессии в виде произведения функций влияния отдельных факторов:

$$\varphi = \varphi f_1 f_2 f_3 f_4 f_5 f_6 f_7, \quad (12.85)$$

где φ — средняя величина коэффициента совершенства по анализируемым скважинам; f — функция влияния отдельного фактора.

Расчет сделан на ЭВМ по 259 скважинам, вскрывшим преимущественно гранулярные коллекторы. Вид функции влияния каждого отдельного фактора выбирался по минимуму среднеквадратической ошибки аппроксимации из совокупности, включающей полиномы, логарифмическую, гиперболическую, степенную и показательную функции и их комбинации. Среднее значение коэффициента совершенства по скважинам оказалось равным 0,60. Это говорит о том, что средняя скважина работает на 60 % от своих потенциальных возможностей.

Полученные статистические зависимости позволяют сделать следующие важные для практики выводы.

Проницаемость является важнейшей характеристикой пласта. Это основной исходный параметр для составления всех проектных документов, по которым осуществляется разработка месторождений. Поэтому установление закономерностей влияния проницаемости пласта на гидродинамическое совершенство скважин логично считать одним из ключевых моментов и в решении задачи определения и прогнозирования степени совершенства. Статистическая обработка показала, что с увеличением проницаемости породы гидродинамическая связь пласта и скважины ухудшается. Причина — существующая технология вскрытия продуктивного пласта при репрессии, когда в качестве рабочего агента при бурении и перфорации используется раствор на водной основе с твердой фазой. Полученная зависимость указывает на необходимость применения раствора без твердой фазы хотя бы при перфорации, если нельзя более существенно изменить всю технологию вскрытия пласта.

Более высокая степень гидродинамического совершенства скважин в условиях высокопористых коллекторов, очевидно, связана с улучшением в процессе освоения и работы скважин очистки пор породы призабойной зоны от раствора, проникшего при заканчивании скважины.

Отрицательное влияние репрессии также объясняется влиянием твердой фазы раствора. Обычно считается, что твердая фаза при бурении в гранулярном коллекторе проникает в пласт на сравнительно небольшую глубину, и применение современных кумулятивных перфораторов позволяет пробить образовавшуюся при бурении зону коьматации. Исключительно отрицательную роль будет играть наличие твердой фазы в растворе, которым заполнена скважина во время перфорации при репрессии, поскольку твердые частицы будут способствовать образованию зоны коьматации теперь уже вокруг образовавшихся перфорационных каналов, чем в значительной степени снизят гидродинамическую эффективность каналов. Полученная зависимость наглядно указывает на преимущества перфорации скважин с использованием раствора без твердой фазы или перфорации при депрессии на пласт.

Интенсивность проникновения в пласт жидкой фазы бурового раствора характеризуется величиной водоотдачи. С ростом водоотдачи раствора степень совершенства скважин снижается. Относительно невысокая степень влияния этого фактора подтверждает правильность полученных качественных и количественных результатов о влиянии на совершенство скважин проницаемости и пористости коллектора и репрессии на пласт при вскрытии, а также указывает на то, что более существенную роль играет проникновение в пласт не жидкой, а твердой фазы раствора.

Снижение, хотя и очень незначительное, эффективности гидродинамической связи пласта и скважины с увеличением плотности перфорации на первый взгляд противоречит сложившимся представлениям. Однако бытующее у производителей мнение о возможности существования повышения продуктивности скважин путем увеличения плотности перфорации является ошибочным, и ошибочность такого мнения обусловлена тем, что не учитываются условия в скважине при перфорации.

Во-первых, обычно применяемая технология предполагает наличие в скважине во время перфорации раствора, который использовался при бурении продуктивного пласта. Поэтому при наращивании плотности перфорации (а как известно, максимальная плотность перфорации за один спуск в зависимости от типа кумулятивного перфоратора не превышает 6—12 отверстий на 1 м) происходит заправка бурового раствора в уже готовые перфорационные каналы, чем дополнительно снижается их гидродинамическая эффективность. При этом ударная волна, которая распространяется от взрыва кумулятивных зарядов, приводит к дополнительной коьматации породы вокруг уже имеющихся перфорационных каналов и способствуют разрыву солевых оболочек и набуханию глинистых минералов в породах.

Во-вторых, высокая плотность перфорации обычно наблюдается в тех случаях, когда скважина плохо осваивается, а это, как правило, результат сильного ухудшения проницаемости призабойной зоны при бурении продуктивного пласта. Если же в процессе бурения пласт не загрязнен или загрязнение незначительно, то скважина при первой же перфорации проявляет себя активно и увеличивать плотность перфорации не требуется.

Из установленной закономерности вытекает следующий важный для практики вывод: увеличением плотности перфорации нельзя полностью исправить те вредные последствия несовершенной технологии вскрытия про-

дуктивных пластов бурением, которые имеют место в подавляющем большинстве скважин.

Значительный рост степени совершенства при увеличении депрессии, при которой скважины запускают в работу, объясняется тем, что после ввода скважины в эксплуатацию происходит самоочищение породы в призабойной зоне от проникших в процессе заканчивания скважины твердой и жидкой фаз раствора. Поэтому, если позволяют геолого-технические условия, желательно чтобы скважина после освоения некоторое время поработала с максимально допустимой депрессией. Данная рекомендация справедлива только для гранулярных коллекторов.

Зависимость гидродинамического совершенства от толщины продуктивного пласта имеет сложный вид. С одной стороны, это обусловлено, очевидно, преобладающим влиянием времени воздействия бурового раствора на пласт, поскольку при прочих равных условиях большей толщине соответствует большее время разбуривания пласта. С другой стороны, преобладающее влияние, вероятно, оказывает неоднородность пласта. В этом случае приток в скважину будет происходить в основном через интервалы, имеющие хорошую гидродинамическую связь со скважиной. Пониженная степень гидродинамической связи остальной части перфорированного интервала компенсируется вертикальными перетоками [77].

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

Проблемы глушения скважин возникают практически во всех газонефтяных районах. Их решение различными методами частично снижает напряженность в добыче газа, газоконденсата, нефти и требует разработки комплекса мер, материалов и технологий и конкретного изучения не только месторождения, но и каждой скважины в отдельности.

13.1. РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИХ ЗАСОРЕНИЕ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТА. ИСПЫТАНИЕ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВНЕДРЕНИЯ

Капитальному и подземному ремонту скважин (оборудования) предшествует глушение скважин — технологический процесс, в результате которого создается противодавление на пласт.

После капитального или текущего ремонта почти во всех скважинах отмечается снижение продуктивности вследствие загрязнения продуктивного пласта при глушении и собственно ремонте.

Одна из основных причин снижения продуктивности скважин после ремонта — несоответствие применяемых жидкостей глушения (ЖГ) геолого-техническим условиям. Жидкости глушения должны подбираться из условий нанесения минимального ущерба продуктивному пласту и обеспечения проведения необходимых операций по ремонту и измерениям в скважине. Воздействие жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического. Примером смешанного или химического воздействия является процесс глинизации пласта и его закупорки жидкостями. Механическое воздействие на пласт проявляется в закупорке пласта по стенке скважины и в призабойной зоне или в нарушении структуры пласта.

Основные требования к жидкостям глушения состоят в том, чтобы они имели плотность, достаточную для обеспечения необходимого противодавления на пласт, обеспечивали максимальное сохранение коллекторских свойств пласта, регулируемость технологических свойств (взрыво- и пожаробезопасность, термостабильность и успешное проведение различных операций, а также были технологичными в приготовлении и использовании. Главные компоненты жидкостей глушения: жидкость (фильтрат), закупоривающие частицы, добавки различного назначения. Для низкопроницаемых коллекторов используются жидкости без твердой фазы.

Для выбора жидкости глушения на газовых площадях Кубани учитывают ряд факторов: снижение набухания глин, температура замерзания, коррозионная стойкость, совместимость с пластовыми жидкостями, плотность, возможная опасность для персонала и окружающей среды.

В работах [75, 76, 145] приведены сведения по выбору жидкостей глушения в зависимости от ряда показателей назначения.

В частности, выбор концентрации добавок солей к воде для приготовления различных жидкостей глушения с целью достижения ингибирования глин рекомендуется осуществлять в следующих пределах: 5–10 % NaCl, 1–3 % CaCl₂, 1–3 % KCl.

Плотность растворов (г/см³) может составлять [145]: NaCl – 1,0–1,17; CaCl₂ – 1,0–1,39; смесь NaCl и CaCl₂ – 1,2–1,4; KCl – 1,0–1,16; смесь CaCl₂ и CaBr₂ – 1,4–1,81. Верхний предел плотности устанавливается исходя из условий растворимости при рабочей температуре или из условий замерзания, или из условий создания необходимого противодавления на пласт.

Скорость коррозии труб жидкостями глушения, согласно [145], считается приемлемой и безопасной, если она составляет 0,125 мм в год.

Жидкость глушения может быть плохо совместимой с пластовыми водами. В этом случае есть опасность снижения проницаемости из-за выпадения осадка в пористой среде [145].

Наиболее распространенной в настоящее время при не аномально высоких пластовых давлениях жидкостью глушения является раствор NaCl [76]. Широкому применению этой жидкости способствуют недефицитность и дешевизна NaCl, его относительно хорошая растворимость в воде. Значительно реже в качестве жидкости глушения используют водные растворы CaCl₂ [75, 76].

Вместе с тем использование этих реагентов не обеспечивает сохранения, а тем более улучшения коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных терригенными отложениями. В условиях низкопроницаемых заглинизированных коллекторов применение упомянутых жидкостей глушения приводит к значительному снижению продуктивности скважин после глушения, увеличению продолжительности процесса вызова притока после ремонта.

Изучена возможность ухудшения проницаемости призабойной зоны в результате выпадения в поровых каналах NaCl в кристаллическом виде [76]. Сделан вывод о возможной закупорке порового пространства пласта в результате перенасыщения раствора NaCl и перехода его в кристаллическое состояние вследствие более высокой растворимости хлоридов поливалентных металлов, содержащихся в пласте [78].

На основании результатов лабораторных исследований динамики образования и разложения водонефтяных эмульсий, полученных при смешении нефти с концентрированными растворами CaCl₂, сделано предположение [59] о возможном ухудшении проницаемости призабойной зоны нефтяного пласта за счет выпадения кристаллов этих соединений при вытеснении из него нефти растворами CaCl₂.

По данным исследований на проницаемость искусственных и натуральных кернов установлено, что коэффициент β восстановления их проницаемости, определенный на установке УИПК по стандартной методике [99], составляет 95–100 %, т.е. раствор CaCl₂ в лучшем случае (по отношению к эталонной среде – раствору NaCl), может сохранить проницаемость коллектора, но не улучшить ее. Таким образом, обе указанные жидкости не являются обрабатываемыми.

В качестве рабочих жидкостей для заканчивания и ремонта скважин наряду с растворами NaCl , CaCl_2 предлагается использовать растворы KCl , Na_2SO_4 , Na_2CO_3 , NaHCO_3 , CaBr_2 , K_2CO_3 и их смеси [161]. В качестве жидкости глушения скважин предлагается использовать также водный раствор K_3PO_4 [112].

Как показали проведенные в б. ВНИИКРнефти исследования для искусственных кернов (спрессованная смесь песка, 0,5 % глины, 3 % мела) значения β для растворов KCl , Na_2SO_4 , NH_4Cl , Na_2CO_3 , NaHCO_3 , K_3PO_4 составляют 95–100 %, для CaBr_2 — до 85 %, для K_2CO_3 — 115–120 %.

Таким образом, из названных реагентов только раствор K_2CO_3 является обрабатывающим, способным не только восстанавливать, но и улучшить проницаемость глинистого песчаника-коллектора.

Причина этой способности у раствора K_2CO_3 объясняется высокой активностью ионов калия и относительно небольшим (например, по сравнению с ионом хлора у KCl) гидратным числом у иона CO_3 . Поэтому при ионообмене с глинистыми минералами K_2CO_3 образует более тонкие (чем KCl) гидратные оболочки на глинистых частицах, в результате чего обеспечивается повышение пористости и соответственно проницаемости заглинизированных песчаников.

К утончению гидратных оболочек глинистых частиц приводит их обработка водными растворами комплексонов. В частности, в 1,6–1,7 раза уменьшается [145] коэффициент набухания глин, обработанных 1 %-ным раствором НТФ, по сравнению с коэффициентом набухания глины в воде.

Значительное количество работ посвящено исследованиям по разрушению глинистых частиц с использованием обработки водными растворами порошкообразных реагентов ионообменного и окислительно-восстановительного действия.

В этих работах приведены результаты разрушения глин различных типов при обработке неглубоких водозаборных скважин с помощью растворов различных реагентов: гидразина соляно-кислотного ($\text{N}_2\text{H}_4 \cdot 2\text{HCl}$), гидразина сернокислого ($\text{N}_2\text{H}_2 \cdot \text{H}_2\text{SO}_4$), перекиси водорода (H_2O_2), смесей $\text{N}_2\text{H}_2 \cdot \text{H}_2\text{SO}_4$ и H_2O_2 , Na_2CO_3 и H_2O_2 , NH_4HCO_3 и H_2O_2 , $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ и H_2O_2 , $\text{N}_2\text{H}_4 \cdot \text{H}_2\text{SO}_4$ и NaHSO_4 (бисульфат натрия).

Приведенные сведения по обработкам этими реагентами по 260 скважинам сельскохозяйственного водоснабжения свидетельствуют об увеличении их дебитов в среднем на 46 %. При этом следует иметь в виду, что обработка реагентами осуществляется в комплексе с виброобработкой скважин, низкочастотными колебаниями или вакуумным воздействием, а также то, что призабойная зона водоносного пласта в этих скважинах была представлена несцементированными песками. Для этих условий уже собственно вибровоздействие — эффективный метод очистки призабойной зоны. Поэтому оценить фактический эффект от воздействия реагентов не представляется возможным.

Основными факторами воздействия на глинистые частицы при использовании реагентных систем растворяющего типа являются ослабление водородных связей решетки глин и выделение газообразных продуктов. За счет указанных факторов происходит разрушение, диспергирование и флюидиза-

ция глин, но в этом случае при очистке пласта необходима и его возвратно-поступательная промывка.

В глубоких скважинах при высоких пластовых давлениях флюидизация глин газом затруднена, так как выделяющиеся газы (CO_2 , H_2) обладают низкой упругостью паров. В связи с этим получить значительный эффект от применения реагентов с использованием H_2O_2 нельзя.

В качестве жидкостей глушения используются пена, метанол, дизтопливо, сырая нефть, эмульсионные растворы, минерализованная различными добавками (KCl , NaCl , CaCl_2 , CaBr_2) вода.

Известны работы по применению аммонизированного нитрата кальция $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ плотностью до $1,6 \text{ г/см}^3$. Однако, как показали результаты его применения в Нефтеюганском районе, использование его без ингибитора осадкообразования приводило к кольматации коллекторов вследствие несовместимости с пластовыми водами.

В [133] сообщается об использовании твердых частиц, растворимых в кислотах, в качестве добавок к жидкостям для заканчивания скважин. Кольматация призабойной зоны пласта твердыми частицами является одним из основных факторов потери ее проницаемости.

Вероятно, отмеченное использование кислоторастворимых частиц в составе жидкостей глушения в случаях проведения ремонтных работ с наличием твердой фазы в интервале продуктивного пласта (например, при проведении перфорационных работ) является одним из возможных путей сохранения естественной проницаемости призабойной зоны.

В качестве жидкости глушения предложено использование электролитов (из группы Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Zn^{++} , Br^+ и их смесей), неионных полимеров, растворимых в воде и малочувствительных к катионам (типа гидроксипропилцеллюлозы) и кислоторастворимой добавки мела (диаметр частиц равен $1/3$ диаметра пор коллектора). Жидкость готовится в следующем порядке: рассол (40 г/л), полимерный раствор ($1,5\text{--}7 \text{ г/л}$) совместно с CaCO_3 ($25\text{--}100 \text{ г/л}$). Плотность жидкости регулируется от $0,9$ до $1,8 \text{ г/см}^3$ путем ввода дизельного топлива или CaCO_3 с электролитом.

Для глушения используют широкий спектр флюидов, рассолы (KCl , NaCl и др.), эмульсионные растворы, сырую нефть, дизельное топливо, метанол, природный газ, пену, воздух.

Нефть и нефтеэмульсионные растворы могут с успехом применяться в качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами и в зависимости от геолого-технических условий. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению. По аналогичным и другим причинам не нашли распространения в качестве жидкостей глушения метанол и дизельное топливо.

Известно [145] и применение для глушения скважин с водочувствительными глинами в коллекторе растворов на нефтяной основе, представляющих собой смеси окисленного битума, органических кислот, щелочи, стабилизатора и дизельного топлива. Битум диспергируется до коллоидного состояния в дизельном топливе и служит для снижения фильтратоотдачи. С той же целью используется и разновидность раствора на нефтяной основе — мело-

вая эмульсия. Значительного распространения эти растворы не нашли по указанным уже причинам.

Вместе с тем, несмотря на то, что растворы на углеводородной основе ингибируют заглинизированные коллекторы, они также могут способствовать ухудшению коллекторских свойств из-за проникновения в пласт твердых частиц, образования в пористой среде эмульсионных барьеров и изменения смачиваемости пород под воздействием содержащихся в растворе ПАВ.

В процессе работы скважины фильтрационные характеристики призабойной зоны продуктивного пласта ухудшаются в результате отложения парафинистых и асфальтосмолистых веществ. Для их растворения и очистки призабойной зоны пласта производятся специальные обработки углеводородными растворителями, успешность которых невысока. Объясняется это тем, что в результате неоднородности продуктивного пласта растворитель поглощается высокопроницаемой частью коллектора, а низкопроницаемая часть остается необработанной. Кроме того, обработка скважины углеводородным растворителем представляет собой отдельную операцию остановки скважины.

Поэтому если при глушении скважины, вышедшей в ремонт, применять жидкость, обладающую одновременно свойствами задавочной жидкости (регулируемые плотность, вязкость, статическое напряжение сдвига) и растворяющей способностью к парафинистым и асфальтосмолистым отложениям, то операцию обработки призабойной зоны можно совместить с подземным ремонтом.

Учитывая, что в среднем каждая скважина ежегодно подвергается подземному ремонту, то с применением такой универсальной жидкости глушения призабойная зона пласта будет ежегодно очищаться от отложений парафинов, асфальтенов и смол, что, в свою очередь, обеспечит поддержание текущих темпов добычи углеводородов.

Такой технологической жидкостью является обратная эмульсия [164], содержащая в дисперсионной среде необходимое количество углеводородного растворителя, способного отфильтровываться без разрушения эмульсии. Особенность технологии глушения скважин в этом случае — обязательное доведение жидкости глушения до забоя.

Эффективность обработки призабойной зоны продуктивного пласта обратной эмульсией, обладающей растворяющими свойствами, превышает эффективность обработки пласта чистым углеводородным растворителем. Это объясняется тем, что при использовании чистого углеводородного растворителя в скважинах с неоднородными по проницаемости пластами наблюдается поглощение растворителя высокопроницаемой частью пласта, а низкопроницаемые участки остаются необработанными. Обратная эмульсия практически не фильтруется в пористую среду из-за несоизмеримости глобул воды и пор породы, а фильтрующаяся внешняя среда эмульсии (растворитель) обрабатывает пласт по всей толщине равномерно.

Анализ регламентов на испытание скважин ряда производственных объединений России и СНГ показал, что в качестве жидкостей для глушения и перфорации скважин использовали раствор CaCl_2 с добавкой мела и ПАВ, водный раствор ПАВ (ПО "Укрнефть"), пластовую воду (ПО "Пермнефть",

“Белоруснефть”), ВИЭР (ПО “Татнефть”, “Саратовнефтегаз”), раствор CaCl_2 с добавкой ПАВ (ПО “Саратовнефтегаз”), ИЭР (ПО “Куйбышевнефть”, “Юганскнефтегаз”), ИБР (ПО “Коминнефть”, “Нижеволжскнефть”), нефть и пену (ПО “Белоруснефть”).

Рассмотренные жидкости глушения на основе водных растворов солей, хотя и считаются растворами без твердой фазы, на практике содержат твердую фазу, представляющую собой механические примеси в воде затворения.

Причины наличия твердых частиц в воде разнообразны:

твердые частицы могут содержаться в воде, когда она берется из рек и водоемов;

может быть загрязнен товарный продукт — соль;

примеси могут проникать в воду из поверхностных емкостей и оборудования;

возможны твердые частицы физико-химического происхождения из-за осаждения некоторых соединений непосредственно в скважине.

Механические примеси могут существенно снижать проницаемость пористой среды.

Как показали исследования [145] по фильтрации воды через песчаник проницаемостью $0,45 \text{ мкм}^2$, даже тщательно очищенная вода вызывает снижение проницаемости: вода очищенная через 2-мкм хлопковый фильтр вызвала снижение проницаемости на 20 %.

В промышленных условиях вода с содержанием твердых частиц 10–15 мг/л считается “чистой”, однако такая вода вызвала снижение проницаемости упомянутого песчаника на 90 %. При обратной фильтрации восстановление проницаемости составило всего 30 %.

В работе [146] на основании исследований на образцах кернов указывается, что выявлена прямая связь между содержанием твердых частиц в жидкости и ухудшением проницаемости. Таким образом, очевидно, что проникновение так называемой “чистой” воды в пласт может привести к существенному снижению проницаемости призабойной зоны. Установлено, что “чистой” жидкостью является та жидкость, из которой удалены твердые частицы диаметром более 2 мкм. Для достижения требуемой чистоты жидкостей глушения применяют соответствующие системы их очистки (И.Н. Кравцов).

И с экономической, и с технической сторон значительный уход жидкости в пласт нежелателен. Предотвращения и уменьшения потерь жидкости в пласт при глушении скважин обычно добиваются тремя способами:

уменьшением плотности жидкости, что может привести к проявлениям и выбросам из пласта;

увеличением вязкости раствора путем добавок разрушаемых полимеров;

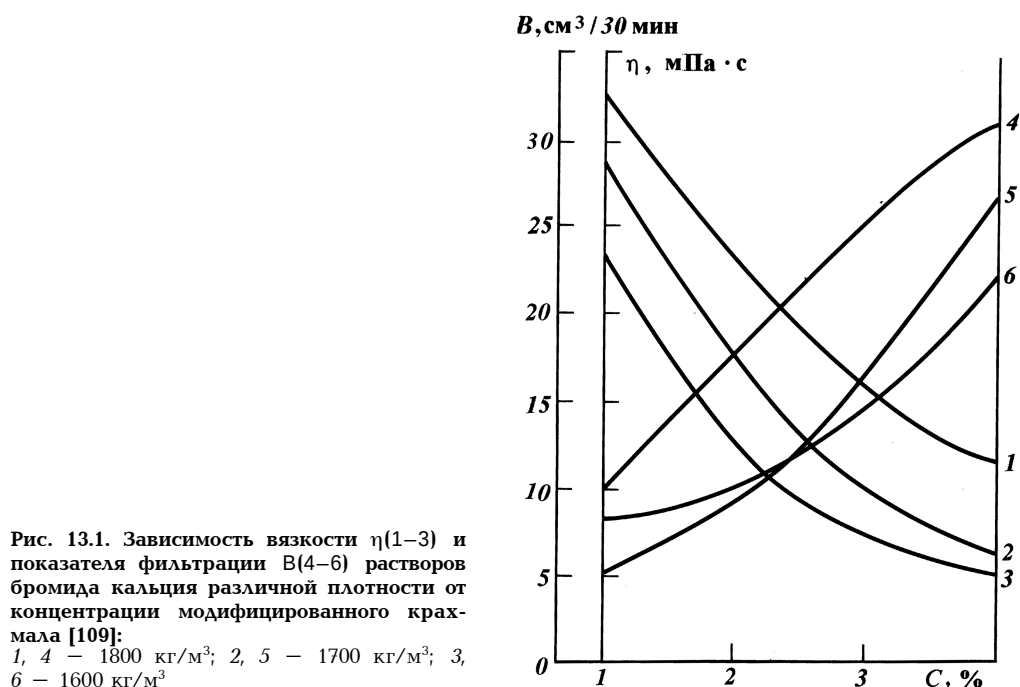
добавками твердых частиц, временно закупоривающих стенки скважины.

Широко практикуется контроль за поддержанием в скважине некоторого превышения давления столба жидкости на пласт, даже при наличии небольших потерь жидкости. В этом случае обеспечивается минимальная степень нарушения пласта.

Нашло применение и увеличение вязкости жидкости путем добавок разрушаемых полимеров. При наличии зон поглощения в жидкость добавляют закупоривающие шарики до прекращения поглощения или его уменьшения до некоторого минимума.

Наиболее податливыми к разрушению полимерами, применяемыми в промышленной практике, являются материалы на основе целлюлозы: гидроксиэтилцеллюлоза, карбоксиметилцеллюлоза, крахмал, гуаровая смола и некоторые биополимеры. Для их последующего разрушения, удаления и очистки скважины применяются кислоты, а также окисляющие полимеры, уменьшающие вязкость. Среди полимеров целлюлозы гидроксиэтилцеллюлоза при разрушении образует минимальное количество нерастворимых остатков, в то время как крахмал и гуаровая смола образуют нерастворимые остаточные продукты в количествах, которые могут заметно коагулировать коллоид. Нерастворимые остатки полимеров разрушаются термическим способом либо тщательной промывкой пласта.

В б. ВНИИКРнефти [109] разработана ЖГ для скважин месторождений Главтюменнефтегаза на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция. Жидкость плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$ кристаллизуется при $-8 \div -16 \text{ }^\circ\text{C}$; плотностью $1,45 \text{ г/см}^3$ — ниже $-50 \text{ }^\circ\text{C}$. Вязкостные и фильтрационные свойства жидкости до температуры $100 \text{ }^\circ\text{C}$ можно регулировать добавкой крахмального реагента, а до $150 \text{ }^\circ\text{C}$ — оксиэтилцеллюлозы (рис. 13.1). Рассол может быть использован при глушении скважин, склонных к нефтегазопрооявлениям и поглощению ЖГ. Ингибирующая способность жидкости по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта на порядок



выше, чем у ингибированных буровых растворов соответствующей плотности, включая известные составы обратных эмульсий. В ПО "Юганскнефтегаз" рассолы плотностью до $1,60 \text{ г/см}^3$ использовали как последнее средство после неоднократного безуспешного глушения скважин с высоким пластовым давлением; часто после их длительного простоя.

В качестве одного из компонентов ЖГ применяют селитру кальциевую, выпускаемую отечественной промышленностью в сухом виде.

Разработаны рассолы на основе бромсодержащих солей плотностью выше $1,60 \text{ г/см}^3$. Наиболее перспективным компонентом таких жидкостей считается бромид кальция. Растворы на его основе могут достигать плотности $2,20 \text{ г/см}^3$ (в смеси с другими солями); они коррозионно-инертны, малотоксичны.

В качестве ЖГ плотностью до $1,81 \text{ г/см}^3$ можно использовать раствор для приготовления технологических жидкостей, который, кроме бромида кальция и воды, содержит гидроксид кальция и свободный аммиак. Эти добавки обеспечивают снижение коррозионной активности и повышение термостойкости жидкости.

Б. ВНИИКРнефтью совместно с ВНИИЙодобромом разработаны составы рассолов на основе смеси бромида кальция с другими его солями. Например, если плотность 60 %-ного раствора бромида кальция при температуре 25°C составляет $1,86 \text{ г/см}^3$, то плотность раствора из смеси бромида кальция (48 %) и хлорида кальция (14,3 %) равна $1,87 \text{ г/см}^3$. Наибольшая плотность ($2,20 \text{ г/см}^3$) у водного раствора бромида кальция и бромида цинка. Смешение двух-трех солей позволяет не только повысить плотность рассолов, но и на 20–25 % снизить расход бромида кальция.

Растворы на основе бромида кальция обладают высоким ингибирующим действием по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта.

Эксперименты, проведенные на установке по исследованию кернов УИПК-1М, подтвердили, что отсутствие твердой фазы, по мнению авторов [109], позволяет почти полностью сохранить естественную проницаемость коллекторов.

Преимущества рассолов повышенной плотности по сравнению с утяжеленными глинистыми растворами были подтверждены в промышленных условиях как при перфорации скважин, так и при их глушении.

Для регулирования технологических свойств рассолов на основе бромида кальция были апробированы амилодекстрин, модифицированный крахмал, оксиэтилцеллюлоза. Обработка раствора бромида кальция плотностью до $1,50 \text{ г/см}^3$ амилодекстрином и модифицированным крахмалом обеспечивает регулирование вязкости и фильтрационных свойств при температуре до 100°C . Свойства рассолов плотностью $1,50–1,80 \text{ г/см}^3$ эффективно регулируются добавкой модифицированного крахмала. Свойства рассола плотностью до $1,70 \text{ г/см}^3$ изменяются добавкой оксиэтилцеллюлозы. Этот реагент термостабилен до температуры 150°C ; расход его значительно ниже, чем двух предыдущих. Значения фильтрации рассолов на основе бромида кальция хорошо регулируются комбинированным вводом оксиэтилцеллюлозы и карбонатов (мел, известняк, сидерит).

Сокращение потерь (ухода) жидкости глушения в результате поглощения в пласт может быть достигнуто добавкой растворимых твердых частиц, создающих временно корку на стенках скважины. Корка не дает возможно-

сти загрязнить пласт и в то же время позволяет быстро очистить призабойную зону скважины, нанеся минимальный ущерб проницаемости пласта.

В практике работ применяют два типа растворимых твердых частиц: растворимые в кислотах и нефти. К первому типу относятся уже упомянутый карбонат кальция (мел) и карбонат железа (сидерит), применяемые для борьбы с поглощениями солевых растворов. Эти добавки предотвращают проникновение в пласт нерастворимых твердых частиц. Наиболее широко применяют мел, так как сидерит в 30 раз медленнее растворяется в кислоте. Ко второму типу относятся смолистые вещества, которые применяют там, где нет необходимости или противопоказано проводить соляно-кислотные обработки, так как эти вещества растворяются в сырой нефти и газоконденсате.

Растворимые в нефти смолы используют совместно с полимерами на вязкозной основе, которые сводят до минимума потери жидкости при глушении и ремонте скважин. Нефтерастворимые смолы образуют на стенке скважины тонкую фильтрационную пленку, которая не обладает естественным структурным натяжением, быстро и полностью разрушается при движении пластовых флюидов к забою скважины под действием депрессии на пласт. Нефтерастворимые смолы могут применяться при всех видах солевых растворов и остаются стабильными при температуре на забое скважины до 120–150 °С.

Проведенный анализ источников научно-технической информации по жидкостям глушения позволяет сделать следующие выводы:

- на проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов существенное влияние оказывает химическая природа жидкости глушения;

- определяющим фактором в проблеме сохранения коллекторских свойств пласта, наряду с химической природой жидкости глушения, является наличие в ней механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;

- наиболее технологичными и безопасными в применении из-за простоты приготовления и невзрывоопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы;

- разработка новых эффективных составов жидкостей глушения может осуществляться на основе водных растворов химических соединений с повышенными ингибирующими способностями по отношению к глинистой фазе коллектора, а также растворов на этой основе, содержащих растворимую твердую фазу;

- применение новых составов жидкостей глушения на водной основе "без твердой фазы" должно сопровождаться очисткой (раствора, используемого оборудования, скважины), при которой в призабойную зону исключается проникновение нерастворимых твердых мехпримесей с диаметром частиц 2 мкм.

13.2. ВЫБОР СОСТАВОВ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Проблема наиболее полного использования добычных возможностей скважин в последние годы становится все более актуальной, так как условия разработки месторождений углеводородов усложняются в связи с вводом в эксплуатацию низкопродуктивных залежей. Основными условиями обеспечения наиболее полного решения этой задачи являются сохранение и улучшение коллекторских свойств пласта в процессе воздействия на него при заканчивании и ремонте скважин. Решение этой задачи не может быть обеспечено без правильного выбора солевых составов, используемых в качестве жидкостей глушения и перфорации (В.М. Лимановский). Необходимые требования к ним следующие: сохранение и увеличение естественной проницаемости продуктивного пласта; плотность, обеспечивающая безопасность проведения работ; низкая коррозионная активность; отсутствие механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм; экологическая безопасность. Однако наряду с соблюдением всех перечисленных требований, определяющим при выборе является положительное влияние на проницаемость продуктивного пласта. Таким образом, наиболее перспективными для использования в качестве жидкостей глушения и перфорации являются солевые растворы без твердой фазы, обеспечивающие ингибирование глинистых минералов и сводящие к минимуму потерю проницаемости, связанную с набуханием глин.

При проведении исследований для приготовления обрабатывающих жидкостей используют порошкообразные компоненты; поташ (K_2CO_3), нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), хлористый натрий ($NaCl$), хлористый калий (KCl), хлористый кальций ($CaCl_2$), технический пентаэритрит, который представляет собой смесь формиата натрия, пентаэритрита, бисульфита натрия и в небольших количествах сахаристых веществ. Смесь хорошо растворима в воде. Растворы технического пентаэритрита имеют низкую температуру замерзания (при плотности 1,30 г/см³ эта температура равна $-30\text{ }^{\circ}C$).

Исследование эффективности воздействия солевых составов проводилось на искусственном керновом материале; эффективность оценивалась по коэффициентам восстановления проницаемости кернов. Для исследования были сформированы искусственные керны, содержащие глинистые минералы. Пригодность кернов к исследованию определялась по их начальной воздухопроницаемости. Определение коэффициента восстановления проницаемости проводилось на установке УИПК-1м по следующей методике согласно РД 39-0147009-510–85:

- 1) образец керна насыщается 3 %-ным раствором $CaCl_2$;
- 2) создается гидрообжим образца керна;
- 3) осуществляется фильтрация через образец керна трансформаторного масла (ГОСТ 982–80) с постоянной объемной скоростью $Q = 0,05\text{ см}^3/\text{с}$;

4) после стабилизации фильтрации (20–30 мин) определяется начальная маслопроницаемость образца

$$k_0 = Ql\mu/Fp_0,$$

где Q – объемная скорость фильтрации, м³/с; μ – вязкость трансформаторного масла, при 30 °С $\mu = 1,31$ Па · с; l , F – соответственно длина (в см) и площадь поперечного сечения (в см²) керна; p_0 – давление на входе в образец керна до его обработки солевым раствором, МПа;

5) образец керна насыщается испытываемым солевым раствором и выдерживается в керне на реакцию в течение заданного времени;

6) вытесняется солевой раствор трансформаторным маслом;

7) после стабилизации фильтрации определяется маслопроницаемость образца керна, обработанного солевым раствором, по вышеприведенной формуле, где вместо p_0 используют p_1 , т.е. давление на входе образца керна.

Воздействие солевого раствора на керновой материал оценивают коэффициентом восстановления проницаемости $\beta = (k_0/k_1)100$ % в соответствии с отраслевой инструкцией РД 39-0147009-510–85.

Опыты проводились при соблюдении следующих условий: 1) температура керна 80 °С; 2) давление гидрообжима 20–25 МПа; 3) объемная скорость прокачки 0,05 см³/с.

Как следует из полученных результатов фильтрационных исследований обработанного солевым составом кернового материала (табл. 13.1), все испытанные порошкообразные компоненты и их смеси могут быть применены при приготовлении рабочих жидкостей для обработки терригенных глинистых коллекторов. При полученных значениях коэффициентов восстановления проницаемости β в пределах от 115 до 143 % увеличение продуктивности скважин, как показывают расчеты по методике [141], может находиться соответственно в пределах от 10 до 25 %.

Таблица 13.1

Значения* коэффициента β восстановления проницаемости искусственных кернов при обработке рабочими жидкостями на водной основе

Номер опыта	Состав	Соотношение компонентов (объемная доля, в %) добавки к объему раствора	Плотность, г/см ³	β , %
1	KCl	—	1,15	108
2	NaCl+KCl	2 : 1	1,15	102
3	NaCl+KCl	4 : 1	1,15	98
4	NaCl	5 % KCl	1,15	100
5	KCl	5 % K ₂ CO ₃	1,15	122
6	KCl	5 % K ₂ CO ₃ + 2 % НТФ	1,15	127
7	K ₂ CO ₃	—	1,03	126
8	K ₂ CO ₃	—	1,50	131
9	K ₂ CO ₃	2 % НТФ	1,15	145
10	Na ₂ CO ₃	—	1,15	95
11	CaCl ₂	—	1,15	105
12	Технический пентаэритрит	—	1,15	117
13	То же	2 % НТФ	1,15	122
14	NaCl	—	1,10	85

* Даны средние значения β , полученные в результате проведения не менее трех экспериментов.

По данным исследований на искусственных кернах нельзя дать точную количественную оценку увеличения продуктивности скважин конкретных месторождений. Вместе с тем, такая оценка эффективности обработки является качественной, позволяющей в принципе сопоставить эффективность рецептур по отношению друг к другу. С учетом имеющегося опыта лабораторных исследований, показывающего, что значения коэффициента β для натуральных кернов, как правило, на 20–70 % выше, чем при исследованиях на искусственных кернах, с большой степенью вероятности можно предположить, что при использовании упомянутых вариантов обработки пласта значения повышения продуктивности скважин могут находиться, как показали расчеты по методике, в пределах от 15 до 40 %. Как видно из приведенных данных (см. табл. 13.1), наиболее перспективны в плане повышения естественной проницаемости кернового материала солевые растворы на основе поташа (K_2CO_3). Достаточно хорошие результаты были получены при использовании в качестве жидкостей глушения раствора технического пентаэритрита. Однако он значительно уступает поташу в утяжеляющей способности и выпускается промышленностью в виде водного раствора плотностью 1,22–1,24 г/см³. В дальнейшем на одном из комбинатов России планируется организация его выпуска в порошкообразном виде, и тогда можно будет рассмотреть вопрос о целесообразности его использования при ремонте скважин. Таким образом, исследования на искусственном керновом материале показали, что наибольшим эффектом по повышению естественной проницаемости кернового материала обладают солевые растворы на основе поташа. В настоящее время только растворы на основе K_2CO_3 являются обрабатываемым материалом, способным не только восстановить, но и улучшить проницаемость глинистого песчаника.

Причина этой способности у K_2CO_3 объясняется высокой активностью ионов калия и относительно невысоким (по сравнению с ионом хлора) гидратным числом иона CO_3^{2-} , в результате чего при ионообмене с глинистыми минералами поташ обеспечивает уменьшение толщины гидратных оболочек на глинистых частицах и таким образом способствует повышению пористости и увеличению проницаемости заглинизированных песчаников. Введение в его состав комплексонов способствует дальнейшему уменьшению толщины гидратных оболочек и обеспечивает усиление указанного эффекта. В связи с этим технические жидкости на основе поташа с добавками комплексонов были подвергнуты полному комплексу исследований (В.М. Лимановский, Л.Б. Хусид).

Исследовались динамика изменения коэффициента восстановления проницаемости кернов в зависимости от времени контакта с используемой средой (рис. 13.2), а также влияние массовой доли поташа (рис. 13.3) и комплексонов (рис. 13.4) на коэффициент восстановления проницаемости. Исследования на коррозионную активность составов для глушения скважин и температура их замерзания показали целесообразность их использования в практике.

Результаты изучения данной проблемы приводят к следующим выводам.

1. В качестве жидкостей глушения и перфорации, не снижающих проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов, могут быть рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие части размером более 2 мкм) на основе поташа (K_2CO_3) с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ), так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость кернового материала.

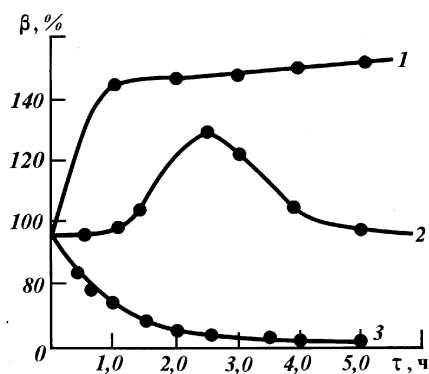


Рис. 13.2. Динамика изменения коэффициента β восстановления проницаемости в зависимости от времени контакта образца с исследуемой средой τ :
 1 — раствор поташа плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$ + 3 % НТФ; 2 — раствор поташа плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$; 3 — пресная вода

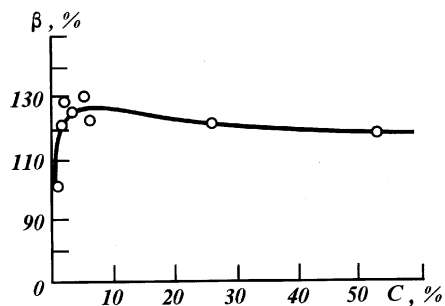
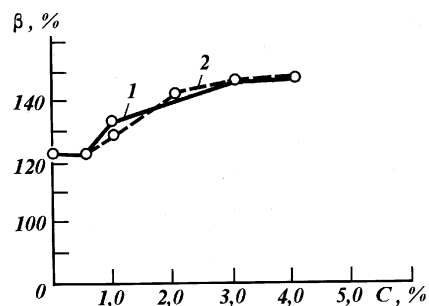


Рис. 13.3. Влияние массовой доли ϵ водного раствора поташа на коэффициент β восстановления проницаемости

Рис. 13.4. Влияние массовой доли ϵ комплексонов (НТФ и ОЭДФ) в водном растворе поташа на коэффициент β восстановления проницаемости: 1, 2 — обработка раствора соответственно НТФ и ОЭДФ



2. Солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью.

3. Температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

13.3. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ПЕНАМИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Из литературных источников [109, 141, 168, 169, 171, 189] известно, что при низких пластовых давлениях, составляющих менее половины гидростатического, для предотвращения загрязнения призабойной зоны положительные результаты дает применение трехфазных пен в качестве рабочих жидкостей для глушения скважин.

Однако для горно-геологических условий месторождений Краснодарского края, характеризующихся, как отмечалось ранее, большими глубинами залегания продуктивных горизонтов, высокими забойными температурами, большим скоплением в стволах скважин пластовых флюидов (вода, газоконденсат), возможностью частичного проникновения трехфазных пен в пласт и другими факторами, потребовалась разработка усовершенствованной технологии глушения скважин, предусматривающая применение, кроме трехфазных пен, газоконденсата и двухфазных пен для разрушения пены в призабойной зоне при освоении скважин и удаления жидкости из ствола скважин при их глушении.

Кроме того, для уменьшения отрицательного влияния трехфазной пены на призабойную зону из-за высоких пластовых температур потребовалось создание методики расчетов процессов глушения, а также разработка табличных справочных материалов для упрощения использования разработанной технологии в промысловых условиях.

13.3.1. ОБЩИЕ СВОЙСТВА ПЕН

Пены представляют собой дисперсные системы, состоящие из ячеек — пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. Газ рассматривается как дисперсная фаза, а жидкость — как непрерывная дисперсионная среда. Разделяющие пузырьки газа жидкие пленки образуют в совокупности пленочный каркас, являющийся основой пены.

Для получения пены в системе жидкость — газ обязательно присутствие поверхностно-активных веществ. Молекула ПАВ состоит из гидрофобной части и способного гидратироваться остатка — гидрофильной группы. Адсор-

бируясь на поверхности раздела жидкости с газом (воздухом), молекулы ПАВ образуют своеобразный поверхностный слой, в котором они располагаются определенным образом. Ориентация происходит так, что гидрофильная часть молекулы находится в водной фазе, а гидрофобная часть направлена в сторону газовой среды.

Добавка к жидкости ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения, которое представляет собой работу, необходимую для образования единицы новой поверхности. Механизм образования пузырька пены сводится к образованию адсорбционного слоя на межфазной поверхности газообразного включения в жидкой среде, содержащей ПАВ. При выходе пузырьков на поверхность раствора он окружается двойным слоем ориентированных молекул.

Структура пен определяется соотношением объемов газовой и жидкой фаз, и в зависимости от этого соотношения ячейки пены могут иметь сферическую или многогранную форму.

В полидисперсных средах кривизна отдельных участков пленки пены неодинакова, и жидкость в пленке находится под различным давлением, определенным уравнением Лапласа

$$p = 2\sigma/r_i, \quad (13.1)$$

где σ — поверхностное натяжение; r_i — радиус пузырька.

Давление в i -м пузырьке радиуса r_i определяется уравнением

$$p = p_{\text{атм}} + 4\sigma/r_i. \quad (13.2)$$

Получение пены в системе водный раствор ПАВ — газ возможно различными путями, для чего необходимо затратить определенную работу.

По составу пены разделяются на двух- и трехфазные. Двухфазные пены состоят из жидкости, газа и ПАВ. Для повышения устойчивости двухфазных пен к ним добавляется стабилизатор. Трехфазные пены имеют в своем составе (кроме жидкости, газа и ПАВ) твердые частицы — глину, мел и др.

Пенную систему характеризуют следующие свойства:

пенообразующая способность раствора ПАВ — объем или высота столба пены, которая образуется из определенного объема пенообразующей жидкости при соблюдении заданных условий в течение данного времени;

кратность пены — отношение объема пены к объему пенообразующей жидкости, пошедшей на ее образование;

устойчивость или стабильность пены — время существования (жизни) элемента пены (отдельного пузырька, пленки) или определенного ее объема;

плотность пены изменяется в широких пределах и зависит от плотности пенообразующей жидкости, степени аэрации α_0 и условий, в которых она определяется (давление, температура);

коэффициент эжекции U_0 — объем газа, приходящийся на единицу объема пенообразующей жидкости при давлении смешанного потока (в случае применения эжектора);

пластическая прочность p_r или статическое напряжение сдвига $Q(\tau)$;

прочность предельно разрушенной структуры, определяемая на коническом пластометре или на приборе СНС-2;

дисперсность пен, которая может быть задана средним размером пузырька, распределением пузырьков по размерам или поверхностью раздела раствор — газ в единице объема пены.

13.3.2. УПРУГИЕ СВОЙСТВА ПЕН ПРИ ЦИРКУЛЯЦИИ В СКВАЖИНЕ

Практика проведения работ по глушению и освоению скважин с применением трех- и двухфазных пен показывает, что после прекращения закачки пены в скважину происходит ее перелив как из трубного пространства, так и межтрубного. Известно, что в результате перелива забойное давление может быть снижено более чем на 50 % по сравнению с давлением, которое наблюдалось при циркуляции (В.А. Амиян, Н.П. Васильева).

Причины перелива пены из скважины после прекращения циркуляции следующие (В.Е. Шмельков):

- упругое расширение пены в результате снижения давления на значение гидравлических потерь на трение;

- температурное расширение пены в результате прогрева до температуры окружающих скважину горных пород;

- дополнительное температурное расширение пены за счет получения дополнительного количества теплоты, компенсирующего снижение температуры в результате уменьшения давления.

Все эти процессы происходят одновременно, и перелив пены прекращается при условии равенства суммарной энергии, приводящей к увеличению объема пены, потерям энергии на трение в результате движения пены.

Исходя из этих положений, с целью предотвращения перелива пены из скважины технология глушения скважин должна предусматривать закачку определенного количества бурового раствора как в межтрубное пространство, так и в трубное. Гидростатическое давление столба глинистого раствора должно компенсировать давление, развиваемое пеной, в результате температурного, упругого и дополнительного температурного расширения.

В общем виде это может быть выражено следующей зависимостью:

$$p_{\text{гр}} = p_{\text{тр. п}} + p_{\text{тр}}a + p_t, \quad (13.3)$$

где $p_{\text{гр}}$ — необходимое гидростатическое давление столба бурового раствора для предотвращения перелива пены; $p_{\text{тр. п}}$ — потери давления на трение при переливе пены; a — коэффициент запаса энергии пены; p_t — давление, создаваемое пеной в результате температурного расширения.

Величина $p_{\text{гр}}$ определяется на основе промысловых данных по технологии глушения.

13.3.3. ВЛИЯНИЕ ПЕНЫ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Установлено [109, 141, 168, 169, 171], что благодаря высокой закупоривающей способности и вязкости пены, ее поглощение в процессе проведения ремонтных работ не наблюдалось. Однако лабораторные и промысловые исследования показывают, что пена проникает в пористую среду на незначительное расстояние, а для ее сдвига необходимо приложить значительные градиенты давления.

Закупоривающие свойства пен объясняются следующими физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции ПАВ;

прилипанием пузырьков пены к гидрофобизованной поверхности поровых каналов;
проявлением эффекта Жамена;
электровязкостными свойствами пен;
увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Таким образом, можно сделать вывод, что пена проникает в пласт на небольшую глубину и для дальнейшего ее проникновения необходимо приложить значительные градиенты давления.

Это подтверждается и промысловыми данными. Так, скв. 163 Мирненского месторождения была заглушена трехфазной пеной. В последующем, по технологическим соображениям, трехфазная пена была заменена на техническую воду. При этом в процессе циркуляции воды поглощения не наблюдалось при репрессии на пласт 17,9 МПа, в то время, как обычно, даже при незначительной репрессии, пласт принимал воду. Необходимо также отметить, что при создании существенных репрессий на пласт пена может проникнуть на значительное расстояние и привести к полной закупорке продуктивного пласта.

Учитывая, что пена проникает в пласт и что это может привести к снижению проницаемости призабойной зоны, технологией проведения работ на скважине должно предусматриваться недопущение чрезмерно больших репрессий на пласт и разрушения пены путем применения пеногасителя, например, газового конденсата.

Наряду с высокими закупоривающими свойствами устойчивые пены обладают и низкой водоотдачей, а это значит, что и проникновение фильтрата в пласт будет значительно меньше, чем при использовании обычных жидкостей.

Исследования водоотдачи устойчивых трехфазных пен различной кратности, проведенные на модернизированном приборе ВМ-6, показывают, что водоотдача пен в 3–6 раз меньше, чем водоотдача исходных глинистых растворов.

13.3.4. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ, СОЗДАВАЕМОГО ТРЕХФАЗНОЙ ПЕНОЙ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Согласно современным требованиям надежное глушение скважин должно обеспечить предотвращение газопроявлений. Исходя из этого положения плотность жидкости глушения выбирается таким образом, чтобы избыточное давление, создаваемое жидкостью, превышало пластовое давление на 10–20 %.

Давление, создаваемое столбом пены H , в общем виде определяется выражением $\alpha_p = \rho_n dH$ и зависит от плотности ρ_n пенообразующей жидкости и степени аэрации пены α . Однако, как показывает промысловый опыт, фактические значения гидростатического давления, создаваемого столбом пены, отличаются от расчетных и меняются во времени.

Промысловыми исследованиями установлено:

расчетное значение давления, создаваемого столбом пены, превышает фактическое, зафиксированное в момент прекращения закачки;

забойное давление в скважине, заполненной пеной, изменяется во времени и может превышать или быть меньше расчетного;

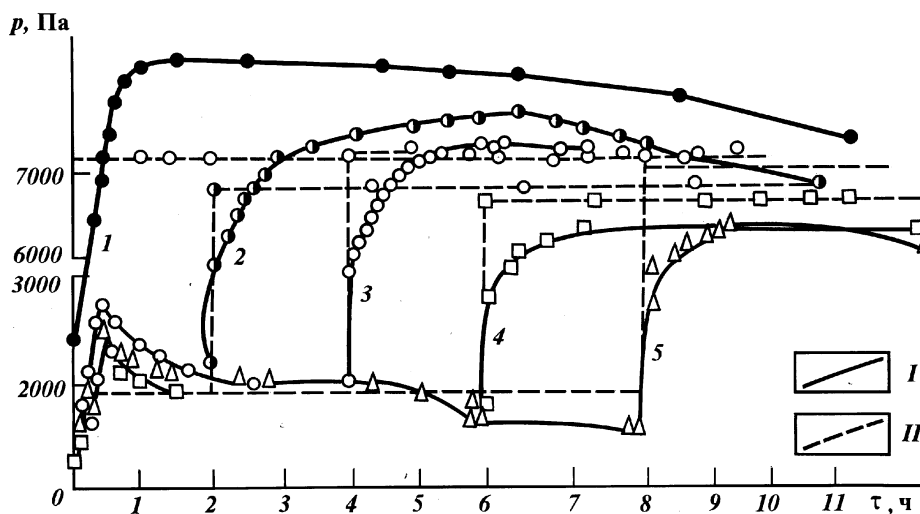


Рис. 13.5. График изменения гидростатического давления p столба пены и глинистого раствора во времени τ :

I — фактическое изменение давления; II — расчетное давление; 1 — одновременная заливка пены и глинистого раствора; 2, 3, 4, 5 — заливка глинистого раствора соответственно через 2, 4, 6 и 8 ч 20 мин после заливки пены

давление, создаваемое столбом бурового раствора, залитого над пеной, передается на забой не полностью.

С целью выявления причин, вызывающих изменение давления во времени и неполную передачу дополнительного давления на забой и в скважине, заполненной пеной, проведены лабораторные исследования (СевКавНИИ-Газ).

Результаты исследований (рис. 13.5) показывают следующее.

В случае последовательной заливки в колонну пены и бурового раствора при температуре термостатирования 323 К давление в первые 2 ч растет, а затем начинает снижаться. Заливка же бурового раствора через 2, 4, 6 и 8 ч 20 мин (см. рис. 13.5, кривые соответственно 2, 3, 4, 5) после заливки пены приводит к различному увеличению гидростатического давления столбов. При этом давление, создаваемое столбом пены и бурового раствора, может превышать, а может и не достигать значения расчетного. В общем случае, чем больше времени проходит от момента заливки пены до момента заливки бурового раствора, тем меньше значение суммарного давления столбов. Такое изменение давления, создаваемого столбом пены и бурового раствора, объясняется следующим. Пена, залитая в колонну, имеет комнатную температуру, а температура термостатирования составляет 323 К. Следовательно, в первое время происходит прогрев пены до температуры термостатирования. В результате прогрева должно произойти увеличение объема пены при $p = \text{const}$ или увеличение давления при $V = \text{const}$. Так как увеличения объема пены не происходит (уровень бурового раствора в процессе опыта не меняется), то повышается давление. В результате адсорбции ПАВ на поверхности колонны происходят изменение смачиваемости и прилипание пузырьков пены к этой поверхности. Сила прилипания пропорциональна диаметру окружности, по которой пузырек прикреплялся к твердой поверхности и краевому углу смачивания.

Следовательно, если происходит гидрофобизация поверхности, то во времени увеличивается и сила прилипания пузырька к этой поверхности, что вызывает зависание пены и приведет к разгрузке давления.

В пене, находящейся в статическом состоянии, с течением времени происходит стекание межпленочной жидкости, что приводит к уменьшению плотности в ее верхних слоях, а при наличии зоны разгрузки — и к снижению давления.

Пена обладает определенными структурно-механическими свойствами и свойством тиксотропии. Как и все такие системы, пена обладает свойствами, отличающимися от свойства ньютоновских жидкостей.

Исследования некоторых авторов [268, 278], показывают, что у буровых растворов, находящихся в покое, происходит значительное уменьшение создаваемого и передаваемого ими гидростатического давления. Это явление названо "разгрузкой" активного гидростатического давления и связано с образованием и развитием при покое в коллоидном растворе пространственной сетчатой структуры и увеличением сил притяжения между ней и стенками трубы. Причем авторы [268] отмечают прямую пропорциональную зависимость между увеличением статического напряжения сдвига и уменьшением гидростатического давления.

Результаты исследований показывают, что устойчивые трехфазные пены обладают пластической прочностью p_t , на порядок превышающей статическое напряжение сдвига буровых растворов, из которых она приготовлена, и что эта величина растет во времени. По данным П.А. Ребиндера, величина p_t определяет своего рода несущую способность данной структурированной системы и по своему значению близка к предельному статическому напряжению сдвига, т.е. наибольшему из всех статических напряжений, возможных в данной системе.

Указанное выше означает, что по мере роста структурно-механических свойств пены произойдет снижение активного гидростатического давления, создаваемого ее столбом.

Кроме того, вследствие этих же причин, столб пены в трубке высотой h до тех пор не придет в движение, пока дополнительное давление не превысит значения, необходимого для ее сдвига и разрушения структуры. Давление, необходимое для сдвига пены и разрушения ее структуры, по аналогии с буровыми растворами [304] определяется выражениями:

для труб

$$p_c = 4h\theta(\tau)/D; \quad (13.4)$$

для кольцевого пространства

$$p_c = 4h\theta(\tau)/(D - d), \quad (13.5)$$

где $\theta(\tau)$ — предельное статическое напряжение сдвига или пластическая прочность к моменту времени τ ; D, d — диаметры труб.

Таким образом, промысловыми и лабораторными исследованиями установлено следующее:

давление, создаваемое столбом пены и бурового раствора, меняется во времени;

в общем случае активное гидростатическое давление столба пены или столба пены и бурового раствора уменьшается во времени;

для сдвига столба пены или бурового раствора, находящихся в покое, необходимо приложить давление, достаточное для разрушения структуры;

давление столба бурового раствора, залитого над пеной, находящейся определенное время в состоянии покоя, передается на забой скважины не полностью;

изменение во времени активного гидростатического давления столба пены зависит от значения температурного расширения пены, скорости стекания межпленочной жидкости, коалесценции пузырьков, темпа роста структурно-механических свойств пены, а также от силы прилипания пузырьков воздуха к поверхности эксплуатационной колонны и НКТ в результате адсорбции ПАВ и изменения смачиваемости этой поверхности;

действие температурного расширения пены приводит к увеличению давления столба пены при ее постоянном объеме, а действие остальных факторов – к разгрузке этого давления.

Эти свойства пен могут быть использованы для совершенствования технологических процессов в скважине и, в частности, при глушении скважин с пластовым давлением ниже гидростатического.

Рассмотрим технологические особенности этого процесса.

Пусть скважина диаметром D заполнена на высоту h пеной. В первый момент времени, принимая прочность структуры пены равной нулю, давление, создаваемое этим столбом,

$$p = \rho_{п. ср}gh + p_0, \quad (13.6)$$

где $\rho_{п. ср}$ – средняя плотность пены по стволу скважины; p_0 – давление на устье скважины.

Через промежуток времени τ прочность структуры пены станет отличной от нуля и достигнет значения, равного $\theta_{п.}$. В это время осуществим закачку в скважину бурового раствора плотностью $\rho_{п.}$. Пусть столб бурового раствора в скважине составит Δh . Если при этом добавочное давление с силой $\frac{\pi D^2}{4} \Delta h \rho_{п.} g$ не превысит силы $\pi D(h\theta_{п.} + \Delta h\theta_p)$, (где θ_p – пластическая прочность раствора), необходимой для разрушения структуры по всему столбу пены в скважине, то забойное давление не изменится. Когда избыточное давление превысит сопротивление сдвигу, давление на забое скачком повысится на величину $\frac{\pi D^2}{4} \Delta h \rho_{п.} g$, где Δh больше некоторой критической величины $\Delta h_{кр.}$.

Условием равновесия будет

$$\frac{\pi D^2}{4} \rho_{п.} \Delta h_{кр.} g = \pi D(h\theta_{п.} + \Delta h_{кр.} \theta_p). \quad (13.7)$$

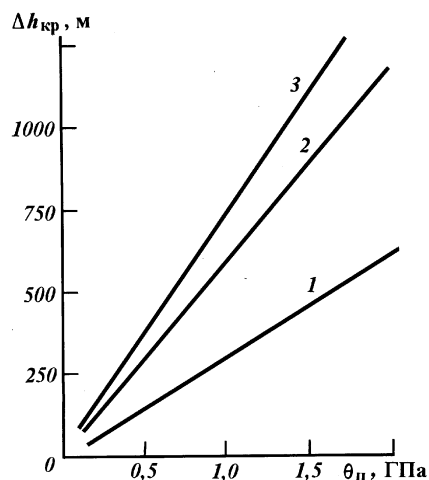
При доливе глинистого раствора в кольцевое пространство, когда в скважину спущены насосно-компрессорные трубы, это условие будет иметь вид

$$\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} \rho_{п.} g \Delta h_{кр.} = \pi(D + d)(h\theta_{п.} + \Delta h_{кр.} \theta_p). \quad (13.8)$$

С использованием выражений (13.7) и (13.8) проведены расчеты по определению зависимости критической высоты столба глинистого раствора, необходимого для сдвига столба пены высотой 1000 м, от ее пластической прочности для различных диаметров. Эти данные (рис. 13.6) показывают, что для сдвига столба пены и передачи давления на забой скважины поверх нее

Рис. 13.6. Зависимость критической высоты $\Delta h_{кр}$ столба раствора, необходимого для сдвига столба пены высотой 1000 м, от ее пластической прочности θ_n :

1 — для 146-мм колонны; 2 — для 73-мм НКТ; 3 — для 73–146-мм межтрубного пространства



необходимо закачать значительные высоты глинистого раствора. Отсюда следует, что, изменяя пластическую прочность пены, время ее выдержки в скважине до закачки глинистого раствора и объемы закачиваемого раствора, можно регулировать забойное давление. Причем выброса из скважины не произойдет даже если пластовое давление превысит забойное и флюид поступит в ствол скважины, так как давление на забое скважины без движения пены и глинистого раствора может возрасти до следующих значений:

для труб

$$p = p_0 + \rho_{п.ср}gh + \Delta h\rho_{п}g + \frac{4h\theta_r}{D} + \frac{4\Delta h\theta_p}{D}; \quad (13.9)$$

для кольцевого пространства

$$p = p_0 + \rho_{п.ср}hg + \Delta h\rho_{п}g + \frac{4h\theta_r}{D-d} + \frac{4\Delta h\theta_p}{D-d}, \quad (13.10)$$

где θ_r — пластическая прочность глинистого раствора.

В то же время, в случае последовательной заливки пены и бурового раствора давление на забое скважины может возрасти в результате прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. Значение роста давления определится из совместного решения уравнений состояния реального газа:

$$p_0V_0 = mZ_0RT_0; \quad (13.11)$$

$$p_1V_0 = mZRT; \quad (13.12)$$

при $V = \text{const}$

$$p_1 = \frac{(p_0 + \rho_{п.ср}gh + \Delta h\rho_{п}g)TZ}{T_0Z_0}, \quad (13.13)$$

где p_1 — давление на забое к моменту закачки в скважину пены и бурового раствора; V_0 — объем газовой фазы пены, находящейся в зоне продуктив-

ного пласта; m — масса газа; R — универсальная газовая постоянная; Z, Z_0 — коэффициенты сверхсжимаемости газа; T_0 — температура пены к моменту прекращения закачки; T — пластовая температура.

Избыточное давление в результате прогрева пены до температуры горных пород

$$p_t = (p_0 + \rho_{\text{п.ср}}gh + \Delta h\rho_{\text{п}}g) \left(\frac{TZ}{T_0Z_0} - 1 \right). \quad (13.14)$$

Но это давление не может превысить значение, определяемое выражениями:

для труб

$$p'_c = \frac{4h\theta_{\text{п}}}{d} + \frac{4h\theta_{\text{п}}}{d}; \quad (13.15)$$

для кольцевого пространства

$$p'_c = \frac{4h\theta_{\text{п}}}{D-d} + \frac{4h\theta_{\text{п}}}{D-d}. \quad (13.16)$$

В случае нарушения этого условия произойдет перелив бурового раствора из скважины. Одновременно с этим в результате роста структурно-механических свойств пены и бурового раствора, прилипания пузырьков пены к стенкам труб, а также частичного поглощения пены или отфильтровывания пенообразующей жидкости произойдет "зависание" их столбов, и давление на забое снизится до значения, определяемого выражениями:

для труб

$$p = p_0 + \rho_{\text{п.ср}}gh + \Delta h\rho_{\text{п}}g - \frac{4H\theta_{\text{п}}}{D} - \frac{4\Delta h\theta_{\text{п}}}{D}; \quad (13.17)$$

для кольцевого пространства

$$p = p_0 + \rho_{\text{п.ср}}gh + \Delta h\rho_{\text{п}}g - \frac{4H\theta_{\text{п}}}{D-d} - \frac{4\Delta h\theta_{\text{п}}}{D-d}. \quad (13.18)$$

Условие равновесия ($p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}}$) в результате "зависания" единицы длины столба пены и бурового раствора имеет вид:

для труб

$$\pi D(\rho_{\text{п.ср}}gD/4 - \theta_{\text{п}}) = 0 \quad (13.19)$$

и

$$\pi D(\rho_{\text{п}}gD/4 - \theta_{\text{п}}) = 0$$

и для кольцевого пространства соответственно

$$\pi(D+d)(\rho_{\text{п.ср}}g \frac{D-d}{4} - \theta_{\text{п}}) = 0 \quad (13.20)$$

и

$$\pi(D+d)(\rho_{\text{п.ср}}g \frac{D-d}{4} - \theta_{\text{п}}) = 0.$$

Согласно выражениям (13.19) и (13.20) пена может "зависнуть" в скважине диаметром 0,146 м при $\theta = 0,135 + 31,5$ МПа, в трубах $d_{\text{вн}} = 0,062$ м при $\theta = 0,155 + 1,55$ МПа, в кольцевом пространстве между 0,146-м колон-

ной и 0,073-м НКТ при $\theta = 0,135 + 1,35$ МПа для плотности пены от 10 до 100 МПа.

Такие значения пластической прочности трехфазных пен вполне реальны.

13.3.5. ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ТРЕХФАЗНОЙ ПЕНОЙ

Исходя из рассмотренных свойств трехфазных пен (закупоривающие свойства пен, изменение гидростатического давления на забое заполненной пеной скважины, водоотдача пен и др.), а также промысловых исследований разработана следующая технология глушения ими скважин применительно к горно-геологическим условиям разработки газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края.

В оставленную скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается объем пены, достаточный для создания давления, равного $(0,5 + 0,7)p_{пл}$ (рис. 13.7, а). Для того, чтобы предотвратить проникновение пены в продуктивный пласт, сумма давления столба пены $p_{гп}$ и давления на устье скважины p_6 должна равняться пластовому давлению:

$$p_{заб} = p_{гп} + p_6 = p_{пл}. \quad (13.21)$$

После закачки пены скважина закрывается на время τ , достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным ($p_6 = \text{const}$), а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизится до значения (рис. 13.7, б)

$$p_{заб} = p_6 + p_{гп} + \frac{4H_1\theta(\tau)}{D-d}, \quad (13.22)$$

где p_6 — давление на головке скважины; $p_{гп}$ — гидростатическое давление столба пены высотой H ; $\theta(\tau)$ — статическое напряжение сдвига пены к моменту времени τ ; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны; d — наружный диаметр НКТ.

К этому времени газ может частично поступить в ствол скважины и оттеснить пену из призабойной зоны. Через промежуток времени как в трубное, так и в межтрубное пространство закачиваются объемы бурового раствора, необходимые для создания необходимого давления.

Суммарное гидростатическое давление столбов пены $p_{гп}$ и бурового раствора $p_{гр}$ (при полностью разрушенной структуре должно превышать пластовое $p_{пл}$ в 1,2 раза, т.е. (рис. 13.7, в)

$$p_{гп} + p_{гр} = 1,2 p_{пл}. \quad (13.23)$$

Вследствие того, что не все давление, создаваемое столбом бурового раствора, передается на забой и что произойдет "зависание" бурового раствора и пены, фактическое давление (рис. 13.7, е)

$$p_{заб} = p_{гп} + p_{гр} + \frac{4H_1\theta_{п}(\tau'_1)}{D-d} - \frac{4H_2\theta_p\tau'}{D-d} \leq p_{пл}. \quad (14.24)$$

Несмотря на то, что к моменту времени τ'_1 будет $p_{заб} \leq p_{пл}$, движения пены и бурового раствора не произойдет, так как после разрушения структуры пены и раствора $p_{заб}$ будет равно $1,2 p_{пл}$.

После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ производится освоение скважины двухфазной пеной. Перед освоением в межтрубное пространство закачивается газоконденсат. Закачка газоконденсата

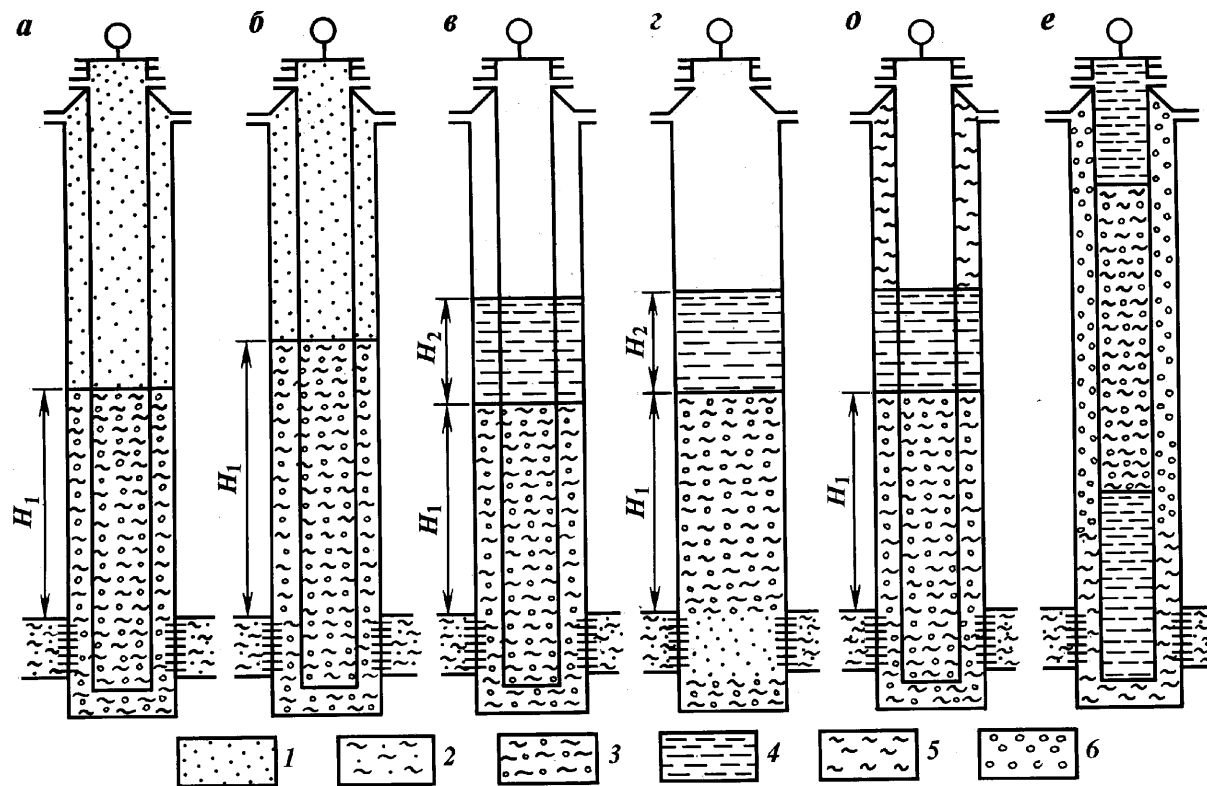


Рис. 13.7. Схема глушения скважины трехфазной пеной:
 1 – газ; 2 – продуктивный пласт; 3 – трехфазная пена; 4 – глинистый раствор; 5 – газоконденсат; 6 – двухфазная пена

преследует следующую цель. Если в процессе глушения и проведения ремонтных работ пена практически не контактирует с пластом, то в процессе освоения картина меняется.

Забойное давление в момент восстановления циркуляции (см. рис. 13.7, *g*)

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{гп}} + p_{\text{гр}} + \frac{4H_1\theta_1(\tau)}{d} - \frac{4H_2\theta_2\tau}{d} > p_{\text{пл}}, \quad (13.25)$$

т.е. создаются условия для контактирования пены с продуктивным пластом. Несмотря на то, что время этого контакта незначительное, пена все-таки может проникнуть в пласт на незначительное расстояние. Для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины производится закачка газоконденсата (см. рис. 13.7).

С целью широкого промышленного внедрения разработанной технологии глушения и упрощения расчетов ее проведения в промысловых условиях составлена и утверждена Инструкция по технологии глушения и освоения скважин на месторождениях предприятия "Кубаньморнефтегазпром", находящихся на различной стадии разработки ($p_{\text{пл}} = 0,1 \div 0,8 p_{\text{г}}$).

Данной Инструкцией рекомендуется следующая последовательность проведения работ.

На глушение скважины составляется план. В плане указываются цель работ, краткие геолого-технические данные о скважине, необходимые материалы и техника, технология проведения работ и мероприятия по технике безопасности и безаварийному ведению работ.

Производится исследование скважины с целью определения эффективности проводимых работ. Приготавливается пенообразующая жидкость. На приготовление пенообразующей жидкости объемом 1 м³ необходимо 100–125 кг бентонитовой глины и 10–15 л 30–40 %-ного водного раствора сульфанола. Объем бурового раствора должен быть в 1,5 раза больше, чем необходимо для приготовления пены и жидкости для продавки пены. Приготовленный буровой раствор из бентонитовой глины (без сульфанола) оставляется на сутки для полной диспергации глины. Через сутки буровой раствор перемешивается цементировочным агрегатом и к нему добавляется расчетное количество сульфанола. После добавления сульфанола раствор вновь перемешивается по закрытому циклу в течение 1–1,5 ч.

Рассчитываются необходимые технологические параметры для проведения операции.

Определяется объем пенообразующей жидкости, необходимой для приготовления пены из расчета, чтобы ее столб в условиях скважины создал давление (0,5–0,7) от пластового по формуле

$$V_{\text{пж}} = \frac{10(0,5 \div 0,7)p_{\text{пл}}}{\rho_{\text{пж}}} q + V_{\text{зум}}, \quad (13.26)$$

где $V_{\text{пж}}$ – необходимый объем пенообразующей жидкости, м³; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; $\rho_{\text{пж}}$ – плотность пенообразующей жидкости, г/см³; q – объем 1 м ствола скважины, м³; $V_{\text{зум}}$ – объем зумпфа, м³.

Определяются объемы бурового раствора, необходимые для закачки в трубное и межтрубное пространство с целью предотвращения перелива пены:

для труб

$$V_{\text{тр}} = \frac{10(0,5 \div 0,7)p_{\text{пл}}}{\rho_{\text{пж}}} q; \quad (13.27)$$

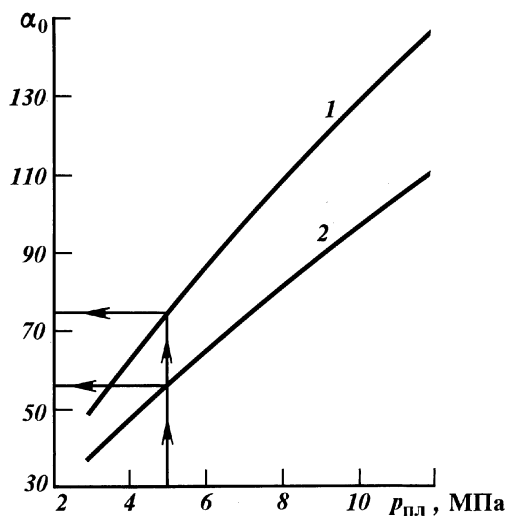


Рис. 13.8. Зависимость степени аэрации α_0 пены от пластового давления $p_{пл}$:
1 – $\alpha_p = 2$; 2 – $\alpha_p = 1,5$

для межтрубного пространства

$$V_{затр} = \frac{10(0,5 + 0,7)p_{пл}}{\rho_{пж}} q_2 \quad (13.28)$$

где q_1 – объем 1 м труб, м³; q_2 – объем 1 м межтрубного пространства, м³.

Расчеты проведены для колонн диаметром 0,14, 0,146 и 0,168 м при различных диаметрах НКТ и пластовых давлениях, а также при различных давлениях, создаваемых пеной и буровым раствором. Плотность пенообразующей жидкости принята 1,06 г/см³ как наиболее часто применяемая на практике.

Затем определяется необходимая степень аэрации пены в нормальных условиях по формуле

$$\alpha_0 = \frac{(1,2p_{пл} + p_0)Z_0T_0}{p_0ZT[1 + K_{п}(1,2p_{пл} + p_0)]}, \quad (13.29)$$

где α_0 – степень аэрации пены в забойных условиях, $\alpha_0 = 1,5 \div 2$; Z, Z_0 – коэффициент сверхсжимаемости газовой фазы пены в забойных и нормальных условиях; T, T_0 – нормальная и забойная температура; $K_{п}$ – коэффициент, учитывающий свойства пен, $K_{п} = 0,005$.

Для упрощения на практике выбора необходимой степени аэрации проведены расчеты и построены зависимости α_0 от $p_{пл}$ при условиях $\alpha_p = 1,5$ и $\alpha_p = 2$, $Z/Z_0 = 1$ и $T_0/T = 298/413 = 0,722$ (рис. 13.8).

Ориентировочно время прогрева пены может быть определено по формуле

$$\tau = \frac{m_{г}c_p^r\Delta t_1 + m_{ж}c_p^ж\Delta t_1}{KF\Delta t_{ср}}, \quad (13.30)$$

где $m_{г}$ – масса газа, кг; c_p^r – теплоемкость газа, $c_p^r = 0,24$; Δt_1 – разность между конечной и начальной температурой пены; m – масса жидкости; $c_p^ж$ – теплоемкость жидкости, $c_p^ж = 0,9$; K – коэффициент теплоотдачи, $K = 5$;

$t_{\text{ср}} = [(t_{\text{пл}} - t_{\text{нач}}) + (t_{\text{пл}} - t_{\text{кон}})]/2$; $t_{\text{пл}}$ — пластовая температура; $t_{\text{нач}}$ — температура пены в момент прекращения ее закачки; $t_{\text{кон}}$ — температура пены после ее прогрева.

Точное время прогрева пены определяется для каждого месторождения путем глубинных замеров температуры и давления в процессе глушения скважины и обработки результатов. Практически это время составляет 8–10 ч.

Рассчитывается режим работы агрегатов. Приготовление пены и закачка ее в скважину осуществляются с помощью газоконденсатного эжектора. Коэффициент эжекции эжектора определяется по формуле

$$u_0 = 0,85 \sqrt{\frac{p_{\text{агр}} - p_{\text{г}}}{p_{\text{см}} - p_{\text{г}}}} - 1, \quad (13.31)$$

где $p_{\text{агр}}$ — давление на входе в эжектор; $p_{\text{г}}$ — давление газа (воздуха); $p_{\text{см}}$ — давление закачки пены, $p_{\text{см}} = p_{\text{гол}} + (1+2)$; $p_{\text{гол}}$ — давление на головке оставленной скважины.

Уравнение справедливо, когда $p_{\text{гол}} = \text{const}$ и когда расход газа неограничен, т.е. в случае использования газа из шлейфа. Однако с учетом того, что в шлейфе всегда находится пластовая вода и газоконденсат, на практике источником газа (воздуха) является компрессор УКП-80, подача которого составляет 133 л/с и не может полностью обеспечить стабильную работу эжектора. Поэтому, исключая начальный период закачки пены, эжектор работает как смеситель. При этом подача компрессора практически остается постоянной, а производительность агрегата (л/с) зависит от давления на входе в сопло и определяется выражением

$$Q_{\text{агр}} = \mu f_{\text{р1}} 1,4 \sqrt{p_{\text{р}}},$$

где μ — коэффициент, $\mu = 0,9$; $f_{\text{р1}}$ — площадь сечения сопла, м²; $p_{\text{р}}$ — давление на входе в сопло, МПа.

Исходя из этого и зная давление на входе в эжектор, можно определить и производительность агрегата. Зная производительность агрегата $Q_{\text{агр}}$ и подачу компрессора $Q_{\text{г}}$, можно найти степень аэрации.

Для удобства расчетов построены зависимости степени аэрации α_0 от давления на входе в смеситель (эжектор) для диаметров сопла 4,5 и 5,6 мм (рис. 13.9).

Необходимая плотность пены при заданных степени аэрации и давлении закачки определяется из графика (рис. 13.10).

Производятся подготовительные работы. Глушение осуществляется с использованием цементирующего агрегата, компрессора и эжектора. Для регистрации технологических параметров используется модернизированная станция СКЦ-2М.

Перед глушением производится обвязка эжектора: выход эжектора через станцию контроля цементирования подсоединяется к трубному (межтрубному) пространству, вход через обратный клапан — к цементирующему агрегату, а приемная камера эжектора через обратный клапан — к компрессору.

Соединительные линии опрессовываются на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое рабочее.

На межтрубном и трубном пространстве устанавливаются манометры.

Скважина отключается от коллектора.

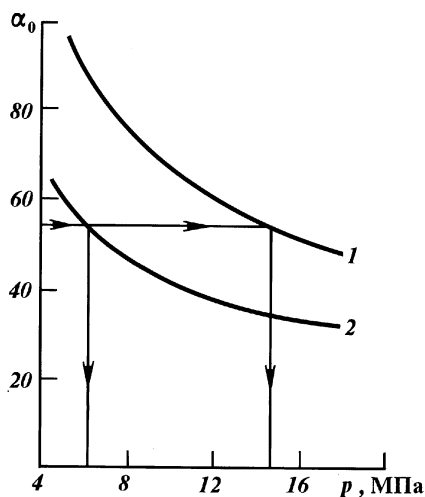


Рис. 13.9. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления на выходе в эжектор p :
1, 2 — диаметр сопла соответственно 4,5 и 5,6 мм

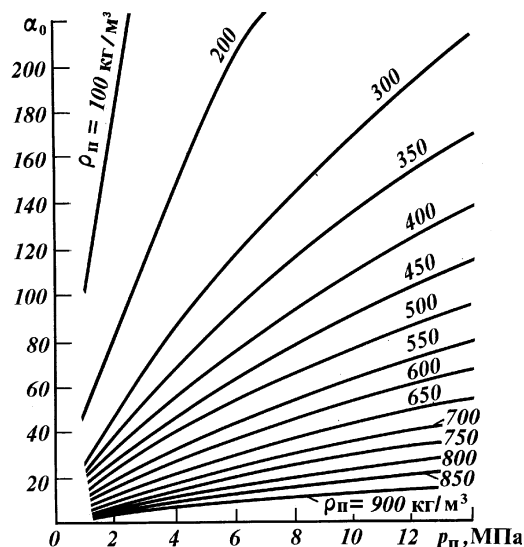


Рис. 13.10. Зависимость степени аэрации α_0 пены от давления p_n при различных значениях плотности ρ_n

С целью удаления жидкости (вода, газоконденсат), скопившейся на забое, перед глушением скважину промывают двухфазной пеной; для этого через скважину прокачивают 3–5 м³ пенообразующей жидкости (0,7–1-ный водный раствор ПАВ — сульфанола), превратив ее в пену плотностью 100–300 кг/м³ (при давлении закачки). Агрегат ЦА-320 работает при минимально возможной частоте с одновременной работой компрессора.

Производится глушение скважины.

При открытой задвижке на трубном (межтрубном) пространстве через эжектор прокачивается пенообразующая жидкость объемом $V_{пж}$ при давлении $p_{затр}$. Одновременно с агрегатом работает компрессор.

Плотность закачиваемой в скважину пены должна соответствовать определенной по графику (см. рис. 13.10).

При повышении давления в межтрубном (трубном) пространстве его снижают путем выпуска газа в атмосферу до давления $(0,3 \pm 0,5) p_{пл}$.

Закрывают скважину (после закачки необходимого объема пены) на время, необходимое для прогрева пены до температуры окружающих скважину горных пород. В это время через 15–20 мин фиксируется давление в трубном и межтрубном пространстве. Давление в межтрубном (трубном) пространстве поддерживается постоянным, равным $(0,3–0,5) p_{пл}$. В случае его повышения оно периодически снижается путем выпуска газа в атмосферу. По истечении времени, достаточного для прогрева пены, снижают давление на трубном (межтрубном) пространстве путем выпуска газа в атмосферу. Давление снижается до появления на выкиде признаков пены. В трубное (межтрубное) пространство закачивается буровой раствор в объеме, определенном из выражений (13.27) и (13.28). Одновременно производится выпуск газа в атмосферу из межтрубного (трубного) пространства. В меж-

Таблица 13.2

Результаты внедрения разработанной технологии глушения скважин трехфазными пенами

Номер скважины, месторождение, дата ремонта	Цель проведения работ	Параметры работы скважин					
		до ремонта			после ремонта		
		$Q_{г'}$, тыс. м ³ /сут	$P_{буф'}$ МПа	$P_{затр'}$ МПа	$Q_{г}$, тыс. м ³ /сут	$P_{буф'}$ МПа	$P_{затр'}$ МПа
Скв. 79, Майкоп- ское, 13.01.78 – 9.03.78	Изоляция пластовой воды, дострел	5	1,0	1,7	12	1,0	1,8
Скв. 26, Майкоп- ское, 16.02.78 – 24.02.78	Ревизия НКТ и оборудования	7	2,0	2,3	8	2,0	2,4
Скв. 98, Майкоп- ское, 07.02.78 – 24.02.78	Изоляция пластовой воды, дострел	3	2,0	2,2	8	2,0	2,3
Скв. 33, Некрасов- ское, 6.10.77 – 9.02.78	Ревизия НКТ и обо- рудования, обследо- вание эксплуата- ционной колонны	33	3,0	3,3	30	3,1	3,3
Скв. 42, Некрасов- ское, 1.02.78 – 16.02.78	Ревизия НКТ и об- следование эксплуата- ционной колонны	70	3,1	3,5	70	3,1	3,5
Скв. 52, Некрасов- ское, 21.03.78 – 11.04.78	Ревизия НКТ и на- земного оборудова- ния	60	3,0	3,3	60	3,0	3,3
Скв. 46, Некрасов- ское, 12.04.78 – 4.05.78	Ревизия НКТ и об- следование эксплуата- ционной колонны	30	3,0	3,2	30	3,1	3,3
Скв. 25, Некрасов- ское, 5.05.78 – 9.06.78	Ловильные работы, ревизия НКТ	40	3,0	3,9	40	3,1	3,8
Скв. 46, Сердю- ковское, 12.04.78 – 4.05.78	Ликвидация прихвата НКТ	6	2,6	5,9	6,5	2,8	6,0
Скв. 47, Сердю- ковское, 9.02.78 – 18.04.78	Изоляция притока пластовой воды	7	3,3	6,9	7	3,3	6,5
Скв. 26, Некрасов- ское, 11.05.78 – 31.05.78	Ревизия НКТ и об- следование эксплуата- ционной колонны	20	3,0	3,6	20	3,1	3,6
Скв. 36, Некрасов- ское, 10.02.78 – 17.03.78	Изоляция притока пластовой воды, ревизия НКТ	23	3,1	4,0	30	3,0	4,1

трубное (трубное) пространство закачивается буровой раствор в необходи-
мом объеме.

Скважина оставляется на 2–4 ч в закрытом состоянии. Сбрасываются газовые “шапки” из трубного и затрубного пространства. Производится демонтаж фонтанной арматуры. Осуществляется освоение скважины двух-
фазной пеной. Приготавливается пенообразующая жидкость (на 1 м³ пено-
образующей жидкости в воде растворяется 7–10 кг сульфанола). В трубное
(межтрубное) пространство закачивается 5–6 м³ газоконденсата (дизельного
топлива). Эжектор обвязывается со скважиной, станцией контроля цементи-
рования, цементировочным агрегатом и компрессором. Осуществляется за-
мена жидкости, находящейся в скважине, на двухфазную пену. После резко-
го снижения давления закачки двухфазной пены, что свидетельствует о ее
поступлении в трубное (межтрубное) пространство, расход пенообразующей

жидкости снижается до минимально возможного. При снижении давления закачки двухфазной пены менее 5,0 МПа закачку пенообразующей жидкости прекращают. Вытеснение двухфазной пены из скважины осуществляют компрессором. Отрабатывают скважину на факел. Производится исследование скважины.

13.3.6. РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ТРЕХФАЗНОЙ ПЕНОЙ

Промышленное внедрение разработанной технологии глушения скважин пенами начато с 1978 г. Уже первые результаты (табл. 13.2) показали, что в основном все скважины, которые глушились трехфазными пенами, практически сразу после освоения подключались к газосборным сетям с дебитами не ниже доремонтных.

Полученные результаты позволили широко применить разработанную технологию глушения скважин на всех основных месторождениях Краснодарского края и обеспечить работоспособность эксплуатационного фонда скважин в сложных горно-геологических условиях, доведя коэффициент его эксплуатации до 0,9—0,98.

13.4. ЖИДКОСТЬ СНПХ-3100

Во ВНИИнефтепромхиме разработана технологическая жидкость трех модификаций типа СНПХ-3100 (СНПХ-3110, СНПХ-3120, СНПХ-3130), представляющая собой композицию на водной основе и соответствующая требованиям ТУ ОП 13-028-1036-25–92, показатели которой приведены в табл. 13.3 [246].

Изучено влияние проницаемости пористой среды на проникающую способность жидкости глушения СНПХ-3100. Исследования проведены на насыпных песчаных моделях, имеющих различную проницаемость в пределах 0,2–1,5 мкм². Установлено, что эффективное применение СНПХ-3100 в качестве жидкости глушения возможно при проницаемости пористой среды модели не выше 1,00 мкм².

Коррозионную активность определяли гравиметрическим методом в статических условиях в закрытой системе. Скорость коррозии стали марки Ст3 в СНПХ-3110 составила 0,052 г/(м² · ч), в СНПХ-3120 – 0,036 г/(м² · ч), в СНПХ-3130 – 0,44 г/(м² · ч). Эти данные находятся на уровне показателей коррозионной активности хлорида кальция, скорость коррозии стали в котором составляет в данных условиях 0,06 г/(м² · ч), и могут быть отнесены на основании классификации к слабоагрессивным реагентам.

Все модификации СНПХ-3100 пожаро- и взрывобезопасны. В их составе нет растворенного газа. Все они совместимы с пластовыми водами любой минерализации. Пороговая термостабильность, определенная по 5 %-ному изменению динамической вязкости химических реагентов, достигает 140 °С. По токсикологическим характеристикам все три модификации СНПХ-3100 относятся к 4-му классу опасности. Продукты разрешены к применению в нефтяной отрасли.

Промышленная апробация составов жидкости глушения типа СНПХ-3100 проведена на нефтяных месторождениях Поволжья, Западной Сибири, Республики Коми. Глушение скважин осуществлялось как по технологиям, принятым при использовании хлорида кальция, так и по технологиям, предложенным разработчиками применительно к СНПХ-3100 с учетом ее высокой технологической эффективности. Показательными явились результаты испытания технологической жидкости типа СНПХ-3100 в Урало-Поволжском регионе (НГДУ “Арланнефть”) и Западной Сибири (НГДУ “Федоровскнефть”). Наиболее широко проведены испытания СНПХ-3110 и СНПХ-3120 в НГДУ “Арланнефть” ПО “Башнефть” в 1993 г. Результаты испытаний СНПХ-3110 в некоторых добывающих скважинах Арланского месторождения НГДУ “Арланнефть” приведены в табл. 13.4. Глушение скважин было вызвано необходимостью замены неисправного насосного оборудования однотипным. Глушение скважин проводилось СНПХ-3110 в количестве 18–28 м³ в зависимости от глубины перфорации. Обмен скважинной жидкости проведен в один цикл. При этом все операции подготовки, глушения и выхода на режим после проведения ремонта проходят без осложнений и в короткий период (1–2 сут). Уходов и доливов, а также переливов и выбросов

Таблица 13.3

Физико-химические свойства модификаций СНПХ-3100

Показатели	СНПХ-3110	СНПХ-3120	СНПХ-3130
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,36	1,25	1,30
Температура застывания, °С	–25	–35	–30
Вязкость, мм ² /с, не выше	50	40	50
Относительная фильтруемость в сравнении с раствором хлорида кальция плотностью 1,30 г/см ³	0,005	0,004	0,005

Примечание. Водородный показатель pH=6÷7

Таблица 13.4

Результаты испытаний СНПХ-3100

Номер скважины	Количество вводимого СНПХ, м ³	Пластовое давление, МПа	Дебит жидкости, м ³ /т	Обводненность, %	Динамический уровень, м	Примечание (характер осложнений, повторное использование)
7191	28	11,4	620/696	98/95	6/252	Без осложнений
1015	23+10	14,0	252/271	98/96	521/583	Без осложнений, повторное использование СНПХ со скв. 7191
7054	18	11,5	250/350	87/97	652/769	Без осложнений
1541	18	11,3	6/19	95/95	378/526	Без осложнений, повторное использование СНПХ со скв. 7054
1904	21+10	10,9	6,2/15,5	89/89	348/525	Без осложнений, повторное использование со скв. 1259 а
1220	40+10	11,2	14/30	87/95	267/406	Без осложнений, трехкратное использование со скв. 6362 и скв. 1347

Примечание. В числителе — до глушения, в знаменателе — после глушения.

Таблица 13.5

Испытания СНПХ в НГДУ “Федоровскнефть”

Номер скважины	Куст	Пласт	Количество вводимой СНПХ-3120, м ³	Порядок ввода СНПХ-3120 и задавочных растворов, их количество, м ³
2205	116	БС ₁₋₂	8	Солевой раствор — СНПХ — солевой раствор 8 — 8 — 16
1341	95	БС ₁₀	7	СНПХ — солевой раствор 7 — 26
2687	174	БС ₁₀	7	СНПХ — солевой раствор 7 — 25
883	2656	БС ₁₀	7	СНПХ — солевой раствор 7 — 25
1788	135	БС ₁₀	7	СНПХ — солевой раствор 7 — 25
2205	116	БС ₁₋₂	7	СНПХ — солевой раствор 7 — 25

жидкостей, нефтегазопроявлений не наблюдалось. Увеличение дебитов жидкости после завершения ремонта, по-видимому, объясняется эффектом накопления нефти и, таким образом, свидетельствует о сохранении коллекторских свойств прискважинной зоны продуктивного пласта.

В Западно-Сибирском регионе (НГДУ “Федоровскнефть”) испытана при глушении скважин модификация СНПХ-3120. Результаты испытаний приведены в табл. 13.5.

Во всех случаях результат глушения — положительный, время на пуск и освоение скважины составило 1 сут. Особенно следует отметить, что скв. 1341 характеризуется высоким (более 100 м³/т) газовым фактором [246].

13.5. ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ С ДОБАВКОЙ ИВВ-1

Использование для глушения скважин водных растворов значительно упрощает технологический процесс по сравнению с глушением жидкостями на углеводородной основе. Поэтому, несмотря на то, что после глушения эмульсиями скважины быстрее осваиваются без снижения дебитов, на практике чаще производят глушение солевыми растворами. Существуют два пути повышения качества жидкостей глушения: использование солей, обработанных ПАВ, или добавка ПАВ в солевые растворы непосредственно перед технологической операцией.

Авторами [226] разработана методика определения гидрофобных свойств различных жидкостей.

Сущность методики заключается в определении фазовой проницаемости воды и керосина в кварцевом песке, а именно: в определении скорости фильтрации под действием сил гравитации фиксированных объемов жидкостей, пропускаемых в определенной последовательности через столбик кварцевого песка высотой 0,18 м при нормальных условиях до и после обработки солевыми растворами с добавкой ПАВ.

Этот реагент исследован по предложенной методике и испытан на скважинах на месторождениях Западной Сибири.

В табл. 13.6 приведены результаты глушения скважин с использованием гидрофобизатора на Холмогорском (по состоянию на 05.07.90 г.) и Карамовском (по состоянию на 27.05.90 г.) месторождениях.

Скважины глушили растворами NaCl с добавкой 1 % ИВВ-1 непосредственно перед закачкой. В ряде случаев после глушения не только повышалась производительность скважин, но и снижалась обводненность продукции. При обработке солевого раствора гидрофобизатором ИВВ-1 во всех случаях сроки вывода скважин на режим и число циклов компрессирования были не больше, чем без обработки. Отмечалось существенное ускорение работ.

Т а б л и ц а 3.6
 «ААОИ, Уф» «И-АИ» ОП, «ЕЕ»

Номер скважины	Пласт	Дата обработки	Интервал перфорации, м	Марка насоса	Напор $\zeta_{\text{дин, м}}$	Продолжительность вывода скважин на режим		Параметры скважины			
						$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{н}}$, т/сут	ζ , %			
										дни	циклы
Холмогорское месторождение											
732	БС ₁₁	03.06.90	2619—2623	Э-130/Э-130	320/160	18/4	—	120/118	0,9/0,9	99/99	
337		06.06.90	2634,4—2644	Э-80/Э-125	160/770	1/1	—	94/131	4/7	95/91	
			2640—2644								
733	БС ₁₁	12.06.90	2629—2640	Э-130/Э-130	480/480	7/1	—	92/92	0,8/0,8	99/99	
314		14.06.90	2812,8—2817,2	Э-80/Э-80	330/330	1/2	—	130/110	1/1	99/99	
242		17.06.90	2608,4—2612,5	Э-130/Э-130	Устье/устье	3/2	—	130/130	1/1	99/99	
			2615—2616,2								
416	БС ₁₀	20.06.90	2676—2684	Э-80/Э-130	Устье/450	1/1	—	110/150	7/10	92/92	
216	БС ₁₁	21.06.90	2692—2704	Э-40/Э-80	180/520	1/1	—	80/50	3/3	96/96	
230	БС ₁₀	07.05.90	2640,4—2646,4	Э-40/Э-40	360/360	3/4	—	42/43	28/30	21/18	
61	БС ₁₁	12.06.90	2549—2560	Э-80/Э-80	760/900	1/1	—	72/80	2,4/3,2	96/96	
368		14.06.90	2773—2779	Э-50/Э-50	800/1000	5/1	—	35/35	28/28	5/5	
308		17.06.90	2794—2801,4	Э-80/Э-80	720/610	7/2	—	100/100	51/51	40/40	
322		17.06.90	2675—2615	Э-130/Э-130	560/700	3/1	—	147/147	10/10	92/92	
359		21.06.90	2807,2—2815,6	Э-40/Э-80	160/800	4/1	—	84/86	3,5/3,5	95/95	
323		23.06.90	2727,6—2738	Э-130/Э-130	400/400	2/1	—	53/53	11,1/11,3	75/75	
402		БС ₁₀	17.06.90	2639—2644	—/Э-130	—	—/1	—	40/130	5/9	88/92
				2646,4—2651,6							
			2661,6—2663								
Карамовское месторождение											
274	Б ₁₁₊₁₀	02.06.90	2663,6—2667	7-80/7-80	800/850	5/5	2/2	81/64	40/29	42/46	
			2703—2705								
			2708—2711								
			2715,5—2718								

273		04.06.90	2723,5 – 2726 2762 – 2764,6 2762 – 2781 2775,2 – 2778	7-50/7-50	800/670	4/1	3/1	30/40	14/18,7	45/45
304	БС ² ₁₀	07.06.90	2756 – 2763	7-80/7-80	960/960	8/5	5/3	36/80	1,8/4	94/94
155	БС ₁₁	28.05.90	2800 – 2807 2809 – 2813	7-40/7-50	960/880	6/1	4/1	52/50	14/18	67/60
463	БС ₁₁	05.06.90	2720 – 2727	7-80/7-80	570/800	6/1	4/1	60/88	50/70	4/4
145		08.06.90	2800 – 2811	7-50/7-50	– /700	30/5	– /3	60/50	7/4	87/90
143		09.06.90	2888 – 2900	7-80/7-80	960/900	9/5	5/3	117/100	2/2	98/98
436		12.06.90	2838 – 2852	7-50/7-50	1020/720	7/3	5/2	62/65	51/52	3/3
449		18.06.90	2738 – 2744	7-40/7-40	940/940	6/1	4/1	64/65	33/33	40/40
457		28.05.90	2866 – 2874	7-80/7-80	62/устье	6/3	3/2	92/120	5/18	93/82
545		27.02.90	2670 – 2675 2676,6 – 2683	7-50/7-50	6/д/880	– /1	– /1	– /70	– /28	– /45
560	БС ₁₁	16.03.90	2857,5 – 2861,4	7-40/7-40	920/960	6/1	3/1	49/73	5/8	87/87
205		21.03.90	2785,2 – 2793,6 2795,2 – 2801,2	7-50/7-50	980/960	2/2	1/1	45/45	11/11	72/72
702	БС ² ₁₀	07.03.90	2744 – 2751	7-40/7-40	920/920	4/2	2/1	34,4/34,4	29,6/29,6	0/0
690	БС ₁₀	11.03.90	2754 – 2760	7-40/7-40	960/940	8/4	4/2	29/9,2	20/6,3	23/23

Примечания. 1. В числителе – до глушения, в знаменателе – после глушения. 2. Условные обозначения: Q_ж, Q_н – дебит по жидкости и нефти соответственно; С – обводненность продукции.

13.6. ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ: ГИДРОФОБНАЯ ЭМУЛЬСИЯ НА ОСНОВЕ ГАЗОКОНДЕНСАТА И ССБ

Специалисты СевКавНИИгаза [63] констатируют, что основными причинами ухудшения проницаемости газового пласта являются: проникновение твердой фазы и фильтрата промывочного агента, набухание глинистого материала, содержащегося в пласте, и образование нерастворимого осадка при контакте промывочного агента с пластовой жидкостью. С учетом изложенного следует вывод, что с целью предупреждения ухудшения проницаемости продуктивного пласта жидкость для глушения скважин должна отвечать следующим требованиям:

иметь плотность, обеспечивающую создание соответствующего противодавления на забой скважины, но не менее определенного из условия

$$\rho = 10p_{\text{пл}}/H, \quad (13.32)$$

где ρ — плотность, г/см³; $p_{\text{пл}}$ — текущее пластовое давление, кг/см² (МПа); H — глубина залегания продуктивного горизонта, м;

не содержать в составе твердых частиц, способствующих засорению призабойной зоны;

обладать вязкостью, обеспечивающей предотвращение поглощения и легкое прокачивание жидкости насосами;

не вызывать набухания пород коллектора;

иметь минимальную фильтрацию;

не вступать в химическую реакцию с породой и пластовой жидкостью;

не обладать высокими структурно-механическими свойствами, так как жидкость, имеющая большое статическое напряжение сдвига, настолько загустевает в пласте, что ее невозможно извлечь;

легко извлекаться из пласта потоком газа.

Для того, чтобы исключить снижение проницаемости призабойной зоны при глушении скважин в СевКавНИИгазе разработан состав безглинистой жидкости, которая представляет собой гидрофобную эмульсию.

Жидкость для глушения состоит из сульфитспиртовой барды (38 %-ной концентрации) и газоконденсата в объемном соотношении 1:3. Для предотвращения вспенивания раствора при температуре выше 50 °С добавляется 0,2–0,5 % резиновой крошки (по массе к объему газоконденсата).

Параметры эмульсии

Плотность, г/см ³	0,9–0,92
Вязкость по СПВ-5.....	Не течет
Водоотдача, см ³ /30 мин.....	1,5–3
Статическое напряжение сдвига через 1 мин/10 мин, Па.....	0/0
Суточный отстой, %.....	0–1

Газоконденсат — углеводородная жидкость с плотностью 0,7–0,8 г/см³, добываемая на газоконденсатных месторождениях.

Резиновая крошка — отход шинно-восстановительных заводов. Расчет необходимого количества компонентов эмульсии сводится к следующему.

Допустим, требуется приготовить 1 м³ (1000 л) эмульсии при объемном соотношении ССБ и газоконденсата 1:3.

Разделив 1000 на 4 части, получим, что 1 часть равна 250 л. Следовательно, для приготовления 1 м³ эмульсии необходимо взять 250 л ССБ и 750 л газоконденсата.

Количество резиновой крошки определяется из соотношения

$$\frac{750(0,2 + 0,5)}{100} = 1,5 \div 3,75 \text{ кг.}$$

Порядок приготовления эмульсии следующий.

1. Определяется плотность раствора ССБ. Для приготовления эмульсии следует использовать раствор ССБ 37–38 %-ной концентрации, т.е. с плотностью 1,20–1,21 г/см³. Если на скважину завезен раствор ССБ с большей плотностью, то его следует разбавить водой до указанной концентрации. Для подсчета количества воды для разбавления можно использовать данные табл. 13.7. Раствор ССБ с плотностью меньше 1,20 для приготовления эмульсии использовать нельзя.

2. Измерить плотность газоконденсата и убедиться, что конденсат не содержит воду. Конденсат, содержащий воду, непригоден для приготовления эмульсии.

3. Резиновую крошку необходимо просеять через сито с ячейками размером 5 мм.

4. Проверить чистоту емкостей, в которых будет готовиться жидкость для глушения, так как примеси отрицательно влияют на качество эмульсии.

5. В чистую емкость последовательно загружают расчетное количество газоконденсата и резиновой крошки. После перемешивания в течение 30 мин добавляется необходимое количество ССБ, и смесь вновь перемешивается до получения однородной массы (примерно 2–2,5 ч). После проверки параметров жидкость готова к применению.

При глушении скважин необходимо контролировать следующие параметры: плотность, вязкость, фильтрацию, статическое напряжение сдвига, суточный отстой.

Таблица 13.7

Содержание сухой ССБ в зависимости от плотности водных растворов

Плотность, г/см ³	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Содержание, %	Плотность, г/см ³	Содержание, %
1,05	10	1,21	38,6	1,13	25,4	1,29	51,3
1,06	12	1,22	40,2	1,14	27,4	1,30	52,6
1,07	14	1,23	42	1,15	29,2	1,31	54,3
1,08	16	1,24	43,4	1,16	31	1,32	56
1,09	18	1,25	45	1,17	32,5	1,33	57,5
1,10	20	1,26	46,5	1,18	34	1,34	59,1
1,11	21,6	1,27	48,1	1,19	35,6	1,35	60,6
1,12	23,6	1,28	49,7	1,20	37,1	1,36	61,3

Плотность, вязкость, фильтрация и статическое напряжение сдвига определяются стандартными методами, применяемыми для буровых растворов, на приборах АГ-ЗПП, СПВ-5, ВМ-6, СНС-2 соответственно.

Суточный отстой определяют при помощи градуированного цилиндра объемом 100 см³. Хорошо перемешанную жидкость наливают в цилиндр до метки 100 см³ и оставляют в покое. По истечении 24 ч измеряют количество конденсата, отстоявшегося вверху цилиндра, что и выражает суточный отстой.

Плотность изменяется увеличением или уменьшением содержания газо-конденсата.

Вязкость регулируется добавлением воды. Эмульсия легко разжижается как пресной, так и минерализованной водой.

13.7. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В ТатНИПИнефти [133] предложена и внедрена технология глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта. В качестве жидкости глушения используются жидкости, обладающие растворяющей способностью к асфальтосмолистым и парафинистым отложениям. В качестве жидкости глушения используется обратная эмульсия, которая состоит из внешней (дисперсионной) среды, внутренней (дисперсной) фазы и эмульгатора-стабилизатора. Отличительной особенностью данной эмульсии является то, что в составе дисперсионной среды содержится углеводородный растворитель.

Компоненты обратной эмульсии берутся в следующем соотношении (объемная доля): 30–10 % нефти (товарной); 29–27,5 % углеводородного растворителя; 1–2,5 % эмульгатора; 40–60 % водной фазы.

При необходимости в состав готовой эмульсии может быть введен твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит) до 25 % к объему.

Нефть должна быть безводной и желательна маловязкой.

В качестве углеводородного растворителя используется широкая фракция легких углеводородов, получаемая при подготовке нефти на УКПН и называемая в промысловой практике дистиллятом. Перед вводом в эмульсию дистиллят должен быть дегазирован.

В качестве эмульгатора используется реагент ЭС-2, применяемый для стабилизации гидрофобно-эмульсионных растворов.

В качестве водной фазы может быть использована пластовая вода, содержащая ионы кальция, водные растворы солей CaCl_2 , NaCl , MgCl_2 любой концентрации, а также их смеси.

Твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит и т.д.) вводится тогда, когда требуются высокие значения плотности обратной эмульсии. Утяжелитель применяется только кондиционный, т.е. сухой и сыпучий.

Обратная эмульсия обладает лучшими технологическими параметрами при содержании водной фазы 40–50 % и содержании углеводородного растворителя во внешней среде не ниже 50 %. Эти параметры могут находиться в следующих пределах: плотность 0,9–1,4 г/см³; условная вязкость 50–200 с; статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин соответственно 0,6–1,5 и 0,8–2,5 Па, показатель фильтрации не менее 3 см³/мин, в том числе по углеводородной среде не менее 80 %, электростабильность 80–200 В; растворяющая способность на уровне чистого дистиллята.

Обратные эмульсии приведенного выше состава, обладающие растворяющей способностью к парафинистым и асфальтосмолистым отложениям, могут применяться в скважинах с забойной температурой до 80 °С, а утяже-

Таблица 13.8

Состав и параметры обратных эмульсий

Состав 1 м ³ обратной эмульсии					Параметры обратной эмульсии					
Углеводородная фаза			Водная фаза		Плотность, кг/м ³	Вязкость, с	Электро-стабильность, В	Статическое напряжение сдвига, Па		Фильтра-тоотдача, см ³ /30 мин
Нефть	Дистиллят	ЭС-2	ПДВ	Раствор CaCl ₂				через 1 мин	через 10 мин	
0,152	0,190	0,008	0,650	—	1054	50—120	80—120	0,8—1,4	1,4—1,8	6—10
0,183	0,210	0,007	0,600	—	1037	50—120	80—120	0,8—1,4	1,4—1,8	6—10
0,247	0,248	0,005	0,500	—	1003	50—100	100—120	0,8—1,2	1,0—1,6	10—12
0,298	0,297	0,005	0,400	—	967	50—100	100—120	0,8—1,2	1,0—1,6	12—14
0,150	0,190	0,010	—	0,650	1160	50—120	100—120	2,0—2,4	2,2—2,6	8—10
0,180	0,210	0,010	—	0,600	1133	50—120	100—120	1,6—2,0	1,8—2,4	8—10
0,246	0,246	0,008	—	0,500	1083	50—100	100—130	1,4—1,8	1,6—2,0	10—12

Примечания: 1. Содержание углеводорода в фильтрате составляет 90—98 %. 2. Плотность нефти, дистиллята, ЭС-2, ПДВ и раствора CaCl₂ составляет соответственно 870, 780, 950, 1180 и 1340 кг/м³.

Таблица 13.9

Состав и параметры обратных эмульсий, содержащих твердый утяжелитель

Состав 1 м ³ обратной эмульсии				Барит, т	Параметры обратной эмульсии					
Нефть	Дистиллят	ЭС-2	ПДВ		Плотность, кг/м ³	Вязкость, с	Электро-стабильность, В	Статическое напряжение сдвига, Па		Фильтра-тоотдача, см ³ /30 мин
								через 1 мин	через 10 мин	
0,245	0,245	0,010	0,500	0,1	1,07	50—150	120—160	1,0—1,2	1,2—1,4	9—12
0,245	0,245	0,010	0,500	0,2	1,15	50—150	120—160	1,0—1,2	1,2—1,4	9—12
0,244	0,244	0,012	0,500	0,3	1,20	50—170	140—180	1,2—1,4	1,4—1,6	8—10
0,244	0,244	0,012	0,500	0,4	1,28	50—170	140—180	1,2—1,4	1,4—1,6	8—10
0,243	0,244	0,013	0,500	0,5	1,34	50—180	180—220	1,4—1,6	1,6—1,8	8—10
0,268	0,268	0,014	0,450	0,6	1,38	50—180	180—250	1,8—2,0	1,8—2,0	6—8
0,268	0,267	0,015	0,450	0,7	1,43	50—200	180—250	2,0—2,2	2,0—2,4	6—8

Примечания. 1. Содержание углеводорода в фильтрате составляет 90—98 %. 2. Плотность нефти, дистиллята, ЭС-2 и ПДВ составляет соответственно 670, 760, 950 и 1180 кг/м³.

ленные твердым утяжелителем — в скважинах с забойной температурой до 50 °С. Температура застывания обратных эмульсий определяется температурой застывания углеводородной среды.

Срок хранения обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, составляет в промышленных условиях не менее 45 сут.

Составы обратных эмульсий, обладающих растворяющей способностью и свойствами задавочных жидкостей, приведены в табл. 13.8 и 13.9. Растворяющая способность эмульсий этих составов находится на уровне растворяющей способности чистого растворителя. Так, в 1 м³ эмульсии при температуре 20 °С за 24 ч растворяется около 0,03 м³ (30 кг) парафинистых отложений.

13.7.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, СОДЕРЖАЩИХ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ РАСТВОРИТЕЛЬ

Приготовление обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, осуществляется на специальной установке по приготовлению гидрофобно-эмульсионных растворителей, принципиальная схема которой приведена на рис. 13.11. Установка строится, как правило, вблизи установки комплексной подготовки нефти и включает в себя резервуары для хранения готового раствора и исходных компонентов, смесительную емкость, оборудованную смешивающими устройствами, насосы, компрессор и систему трубопроводов с задвижками.

Заданные параметры обратной эмульсии могут быть получены при соблюдении дозирования компонентов и технологии приготовления. Подготовительные работы по приготовлению эмульсии сводятся к заполнению соответствующих резервуаров исходными компонентами. Технология приготовления обратных эмульсий, содержащих во внешней среде углеводородный растворитель, состоит в следующем.

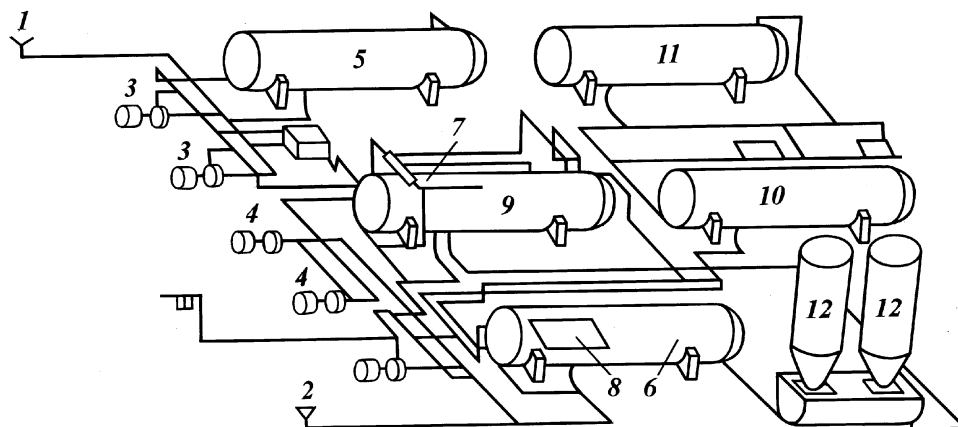


Рис. 13.11. Схема установки по приготовлению жидкостей глушения на основе обратных эмульсий:

1 — воронка для приема эмульгатора; 2 — воронка для приема водного раствора CaCl_2 ; 3 — насосы для перекачки и дозирования эмульгатора; 4 — насосы для перекачки исходных компонентов и приготовления эмульсии; 5 — резервуар для хранения эмульгатора; 6 — дозировочная емкость; 7, 8 — смешивательные устройства; 9 — смешивательная емкость; 10 — резервуар для хранения готового раствора; 11, 12 — узел утяжеления

В смесительную емкость 9 подается расчетное количество нефти. С помощью одного из насосов 4 устанавливается циркуляция нефти по схеме: емкость 9 — насос 4 — смеситель 7 — емкость 9. Одновременно с операцией подается в смесительную емкость 9 расчетное количество эмульгатора с помощью одного из насосов 3. Не прекращая операции, в емкость 9 подается расчетное количество дистиллята, одновременно подается в емкость 9 расчетное количество водной фазы (пластовая вода, водный раствор CaCl_2 и т.п.). Подачу водной фазы осуществляют с помощью второго насоса 4 через смесительное устройство 7.

После подачи расчетного количества воды оба насоса 4 продолжают осуществлять циркуляцию эмульсии до полной готовности по схеме: смесительная емкость 9 — насосы 4 — смеситель 7 — смесительная емкость 9.

Готовность эмульсии определяется значением электростабильности, которая измеряется с помощью прибора ИГЭР-1. Значение электростабильности должно быть не менее значений нижнего предела, указанных в табл. 13.8 и 13.9, для скважин с забойной температурой до 40 °С и не менее 120 В — для скважин с забойной температурой до 80 °С.

Для эмульсий, подлежащих утяжелению твердыми утяжелителями, критерием готовности (кроме электростабильности) является наличие статического напряжения сдвига, значение которого должно быть не менее 0,5 Па за 1 мин по СНС-2.

13.7.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Электростабильность обратных эмульсий характеризует агрегативную устойчивость системы. Чем выше значение электростабильности, тем выше устойчивость эмульсии во времени и термостабильность. Для рецептур обратных эмульсий значение электростабильности должно составлять не ниже указанного (см. табл. 13.8 и 13.9).

Повышение электростабильности осуществляется добавкой (с последующим перемешиванием) эмульгатора-стабилизатора. Незначительное повышение электростабильности (на 20–30 В) может быть достигнуто увеличением времени перемешивания. Условная вязкость обратных эмульсий измеряется с помощью воронки ВП-5. Регулирование вязкости осуществляется изменением соотношения водной и углеводородной фаз. Увеличение концентрации водной фазы (уменьшение концентрации углеводородной среды) приводит к повышению вязкости вплоть до нетекучего состояния. При равных соотношениях фаз двух эмульсий условная вязкость будет ниже там, где меньше вязкость углеводородной среды.

Статическое напряжение сдвига измеряется с помощью прибора СНС-2 стандартным методом за 1 и 10 мин. Эта величина характеризует наличие тиксотропии эмульсии, т.е. способность системы удерживать во взвешенном состоянии твердый утяжелитель. Статическое напряжение сдвига зависит от природы используемого эмульгатора. При использовании в качестве эмульгатора реагента ЭС-2 необходимая величина сдвига достигается при концентрации ЭС-2 от 1 до 2,5 %.

Плотность обратной эмульсии определяется прибором АГ-ЗПП и другими стандартными способами. Регулирование плотности осуществляется изменением соотношения фаз, плотности водной фазы (за счет минерализации) и добавлением твердого утяжелителя.

Растворяющая способность обратной эмульсии по отношению к растворителю смол, асфальтенов и парафинов обусловлена наличием фильтрации углеводородного растворителя. Фильтрация определяется по прибору ВМ-6.

Значение фильтрации определяется количеством углеводородного растворителя, содержащегося в дисперсионной среде эмульсии, и соотношением фаз. Чем больше углеводородной фазы в эмульсии и чем больше в ней углеводородного растворителя, тем выше значение фильтрации.

13.7.3. ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Данная технология предусматривает использование задавочной жидкости, обладающей растворяющей способностью к асфальтосмолистым и парафинистым отложениям.

Особенность новой технологии глушения — обязательное полное замещение скважинной жидкости на жидкость глушения (обрабатывающий раствор). При выполнении этой операции могут наблюдаться три варианта.

1. Продуктивный пласт обладает достаточной приемистостью. Заменить скважинную жидкость на жидкость глушения (обрабатывающий раствор) на глубину подвески НКТ, затем жидкость под насосом продавить в пласт.

2. Продуктивный пласт “не принимает”. Значение пластового давления позволяет допустить НКТ до забоя.

Спустить НКТ до забоя, закачать задавочную жидкость в межтрубное пространство или в трубы и промывкой заменить скважинную жидкость на жидкость глушения.

3. Продуктивный пласт “не принимает”. Величина пластового давления не обеспечивает безопасность спуска НКТ до забоя.

Произвести замену скважинной жидкости жидкостью глушения на глубину подвески НКТ. Допустить НКТ до забоя и заменить скважинную жидкость жидкостью глушения во всем объеме.

Пуск скважин в работе после ремонта с использованием технологии глушения с одновременной обработкой призабойной зоны пласта производится без освоения и мероприятий, связанных с вызовом притока.

Задавочная жидкость (обрабатывающий раствор) после ремонта откачивается из скважины в систему сбора. Задавочная жидкость, утяжеленная баритом или другими твердыми утяжелителями, откачивается в автоцистерны и используется повторно или возвращается на установку приготовления для регенерации и повторного использования.

Рекомендации по подбору скважин, на которых может быть использована данная технология, сводятся к следующему:

1. Технологию глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта следует применять при производстве подземных (текущих) ремонтов скважин.

2. Технология может быть использована при подземном ремонте скважин со всеми существующими способами добычи нефти.

3. Наибольший эффект от использования данной технологии может быть получен в скважинах, где продуктивный пласт имеет значительную разнородность по проницаемости.

4. Наименьший эффект от использования данной технологии может быть получен на скважинах с обводненностью продукции выше 90 %.

13.8. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО БЛОКИРОВАНИЯ ПЛАСТА КОНЦЕНТРИРОВАННЫМИ МЕЛОВЫМИ ПАСТАМИ

Роль блокирующего вещества названного способа [122] выполняет меловая суспензия высокой вязкости, стабилизированная карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ). В качестве твердой фазы суспензии применен химически осажденный мел, отличающийся высокой степенью дисперсности, отсутствием загрязняющих примесей, способностью к активному химическому взаимодействию с соляной кислотой без образования нерастворимых осадков и выделением значительных количеств углекислого газа, ускоряющего процесс освоения.

Химически осажденный мел представляет собой тонкодисперсный, микрористаллический порошок, получаемый в промышленности карбонизацией известкового молока $\text{Ca}(\text{OH})_2$ диоксидом углерода CO_2 .

Химически осажденный мел в зависимости от физико-химических показателей подразделяется на марки А, Б и В. Все они вполне пригодны для использования в целях блокирования.

Содержание углекислого кальция колеблется при этом в пределах 98—96 %, влажность составляет 1,0—1,5 %.

Содержание примесей, не растворимых в соляной кислоте, изменяется в пределах 0,15—0,2 %, что практически исключает возможность загрязнения коллектора продуктами реакции.

Углекислый кальций CaCO_3 трудно растворим в холодной и горячей воде, в органических растворителях не растворим. Плотность его составляет 2,7—2,8 г/см³. Как и для всех карбонатов, при действии кислот выделяет углекислый газ.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) в данном случае используется в качестве стабилизатора-структурообразователя, придающего неустойчивым меловым суспензиям упругопластические свойства. Выпускается рядом предприятий, в частности, Наманганский химзавод производит КМЦ с различной степенью полимеризации (от 250 до 600).

КМЦ наиболее полно отвечает требованиям, предъявляемым к реагентам-стабилизаторам меловых суспензий.

Для стабилизации меловых суспензий можно использовать КМЦ со степенью полимеризации от 300 до 600, причем его стабилизирующая способность и термостойкость возрастают с увеличением степени полимеризации.

Условная вязкость 5 %-ного водного раствора КМЦ-300 составляет 50—70 с, КМЦ-500 — 250—300 с.

Не исключено применение в указанных целях и других известных реагентов-стабилизаторов.

На основе данных лабораторных и промысловых исследований рекомендуют следующие составы (массовая доля) для временного блокирования пласта при глушении скважин:

- 1) мел химически осажденный ($\rho = 2,7 \pm 2,8 \text{ г/см}^3$) — 35–40 %;
- 2) вода пластовая ($\rho = 1,01 \pm 1,05 \text{ г/см}^3$) — 58–63 %;
- 3) КМЦ-500 (или в пересчете на КМЦ-500) — 1,5–2,5 %.

При этом технологические параметры суспензии после выдерживания в течение 5–6 ч при $t = 100^\circ\text{C}$ изменяются в следующих пределах: $\rho = 1,28 \pm 1,31 \text{ г/см}^3$; водоотдача (по ВМ-6) — 4–10 $\text{см}^3/30 \text{ мин}$; условная вязкость — 300–600 с; СНС = $0,4 \pm 0,6 \text{ Па}$; стабильность — $0,01 - 0,03 \text{ г/см}^3$; суточный отстой жидкой фазы — 1–2 %.

В нормальных условиях водоотдача достигает 20 $\text{см}^3/30 \text{ мин}$; вязкость — 1000 с, СНС = 0,1 Па; стабильность — $0,01 - 0,02 \text{ г/см}^3$; суточный отстой — 0.

В сильно поглощающих скважинах (50–70 л/мин) необходимо использовать суспензию с максимальным содержанием мела (40 %) или добавлять 10–15 % строительного мела.

Состав и параметры меловой суспензии, используемой для перфорационных работ, несколько отличаются от описанных выше. Это объясняется необходимостью свободного перемещения перфоратора в намечаемом к прострелу интервале:

- мел химически осажденный — 30–32 %;
- пластовая вода — 65–67 %;
- КМЦ-500 — 2–2,5 %.

С параметрами в нормальных условиях: $\rho = 1,25 \pm 1,26 \text{ г/см}^3$; вязкость (условная) — 400–600 с; водоотдача — 10–12 $\text{см}^3/30 \text{ мин}$; СНС = $0,4 \pm 0,6 \text{ Па}$; стабильность — $0,02 \text{ г/см}^3$; суточный отстой — 0,3 %. После термостатирования ($100 - 140^\circ\text{C}$): $\rho = 1,26 \pm 1,22 \text{ г/см}^3$; вязкость по СПВ-5 — 200–300 с; водоотдача — 12–14 $\text{см}^3/30 \text{ мин}$; стабильность — $0,01 \text{ г/см}^3$; суточный отстой — 0,3 %.

Пластовая вода, используемая в качестве жидкой фазы суспензии, может быть частично (на 20–30 %) заменена газовым конденсатом. Использование суспензий полностью из строительного мела не рекомендуется, так как многие его сорта содержат значительное (до 15 %) количество механических примесей, не растворимых в соляной кислоте.

13.8.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ МЕЛОВЫХ СУСПЕНЗИЙ

Как показала практика, использование для приготовления меловых суспензий цементировочной воронки или гидросмесителя дает наилучшие результаты.

Выбор соотношения компонентов и параметров суспензии зависит от состояния призабойной зоны, условий разработки и геолого-эксплуатационной характеристики скважины. Чем выше проницаемость пласта, тем более концентрированной должна быть суспензия.

Суспензию для перфорационных работ необходимо готовить за сутки до применения.

1. После определения по номограмме необходимого количества суспензии и выбора ее состава в 50 % общего объема воды растворяют КМЦ до получения однородной по вязкости массы. При использовании воронки или гидросмесителя для этого достаточно 30 мин.

2. В оставшихся 50 % воды затворяют мел. При помощи гидросмесителя интенсивно перемешивают получившуюся суспензию в течение 30 мин.

3. Оба раствора смешивают и, перемешивая в течение 1 ч, получают необходимые параметры.

Определяя требуемое количество раствора для блокирования, необходимо учитывать его частичные потери при приготовлении и закачке.

Для экономии времени и удешевления работ рекомендуется готовить раствор КМЦ в централизованном порядке. При помощи гидросмесителя его заготавливают из расчета 500–600 л на скважину. Наиболее приемлемая концентрация КМЦ в этом случае составит 4–5 %.

При широком использовании рекомендуется иметь специальный узел приготовления готовой к применению суспензии, например, следующего состава: 35 % мела, 63 % пластовой воды, 2 % КМЦ-500.

При необходимости изменения указанного состава с целью учета особенностей отдельных скважин нужные параметры можно получить непосредственно на скважине путем изменения соотношения компонентов суспензии.

13.8.2. ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ БЛОКИРОВАНИЕМ ПЛАСТА

Применение указанного метода рекомендуется при выполнении следующих ремонтных операций:

- 1) ревизии насосно-компрессорных труб и других видов подземных ремонтов;
- 2) переоборудовании скважин под плунжерный лифт;
- 3) ликвидации межколонных перетоков и замене устьевого оборудования;
- 4) временной консервации скважин;
- 5) устранении негерметичности эксплуатационных колонн с местом нарушения выше объекта разработки;
- 6) изоляции пластовых вод путем установки цементного моста с целью отключения нижней части объекта.

Промысловые эксперименты показали высокую эффективность перфорационных работ в среде меловой суспензии, в частности, при следующих операциях:

- а) вскрытии объектов с низким пластовым давлением;
- б) расширении (дострел) фильтра;
- в) приобщении нового объекта;
- г) повторной перфорации;
- д) возвратных работах на ниже- и вышележащие горизонты.

Технологические схемы блокирования пласта при глушении скважин могут быть различными.

13.8.3. ДЕБЛОКИРОВАНИЕ ПЛАСТА И ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

При взаимодействии соляной кислоты с химически осажденным мелом образуются водный раствор хлористого кальция CaCl_2 и углекислый газ CO_2 , легко удаляемые из пор пласта в процессе освоения.

Реакция протекает по следующей схеме:



Хлористый кальций хорошо растворим в воде. При температуре 100 °С растворимость его достигает 180 г на 100 г воды. Вязкость 20 %-ного раствора CaCl_2 не превышает 16 с (по СПВ-5).

Учитывая критические константы для углекислоты (давление $p_{\text{кр}} = 7,29$ МПа, температура $T_{\text{кр}} = +31,3$ °С), можно утверждать, что во всех случаях, когда кислота взаимодействует с мелом при температуре выше 31,3 °С, реакция при любом давлении происходит с выделением CO_2 в виде газовой фазы.

Выделяющийся углекислый газ (при взаимодействии 1 м³ меловой суспензии плотностью 1,3 г/см³ и соответствующего эквивалента соляной кислоты образуется около 100 м³ CO_2) создает дополнительную энергию, способствующую процессу освоения.

Технология деблокирования призабойной зоны выбирается с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины и процесса блокирования при глушении. Возможны следующие варианты:

- 1) обработка пласта под давлением в скважине, заполненной жидкостью;
- 2) обработка пласта кислотой в скважине, заполненной газом или воздухом.

По первому варианту скважину перед освоением тщательно промывают водой, доставляют необходимое количество кислоты в интервал фильтра и в момент появления ее у верхних отверстий фильтра закрывают затрубное пространство. При этом после кислоты в общем объеме проталкивающей жидкости закачивается 3–4 м³ газового конденсата (для предотвращения контактирования воды с породами пласта). При пластовых давлениях в 3–4 раза меньших гидростатических в качестве рабочей жидкости при блокировании и деблокировании желательнее использовать стабильный конденсат.

После этого созданием избыточного давления с помощью агрегата типа ЦА-320 кислота задавливается в пласт. Чтобы избежать прорыва кислоты на отдельном участке фильтра и ухода ее в глубь пласта, задавку кислоты необходимо вести интенсивно, с поддержанием начального давления до окончания процесса.

По окончании деблокирования пласта немедленно приступают к освоению скважины методом аэрации, так как кислота реагирует с химически осажденным мелом практически мгновенно и времени, затрачиваемого на аэрацию жидкости в скважине, вполне достаточно для полной реакции.

Промедление в начале освоения может привести к поглощению пластом продуктов реакции и части рабочей жидкости и снижению эффективности способа. Следует иметь в виду, что способ оттеснения продуктов реакции в глубь пласта, часто применяемый при кислотных обработках на более раннем этапе разработки, совсем не приемлем на завершающей стадии, когда чувствительность скважин к засорению пласта резко возрастает.

Процесс освоения скважины способом аэрации рекомендуется проводить в указанной ниже последовательности.

1. При открытой факельной линии начать закачку в затрубное пространство воды, обработанной сульфенолом 0,1 %-ной концентрации (здесь и далее в пересчете на активное вещество), и воздуха.

Агрегат ЦА-320 работает на второй скорости, компрессор УКП-80 — с максимальной подачей 8 м³/мин.

Закачку в указанном режиме производить до выхода аэрированной воды на "факел".

2. Увеличить концентрацию сульфонола в закачиваемой воде до 0,4 % (работа агрегата ЦА-320 — на первой скорости, компрессора — прежняя).

Закачку в указанном режиме производить до получения на факеле аэрированной воды с пеной.

3. Увеличить концентрацию сульфонола до 0,8 %. Агрегат ЦА-320 работает на первой скорости в режиме: 10 мин работы, 15 мин остановки. Компрессор работает постоянно в прежнем режиме.

Аэрацию вести в указанном режиме до получения на факеле обильной пены.

4. Концентрация сульфонола в воде доводится до 1 %. Работа агрегата на первой скорости и низкой частоте в режиме: 5 мин работы, 20 мин остановки.

Аэрацию вести до интенсивного выхода пены.

5. Компрессор продолжает работать с постоянной максимальной подачей, агрегат прекращает работу. Такой режим поддерживается до полного освоения скважины.

Оптимальным режимом освоения скважины описанным выше способом надо считать процесс, проводимый при давлениях на агрегате и компрессоре в пределах 2–6 МПа.

При этом минимальное общее время, затраченное на опорожнение скважины глубиной 2500 м, должно составлять 7–8 ч и распределяться по циклам следующим образом: I цикл — 1 ч 30 мин, II цикл — 1 ч 30 мин, III цикл — 1 ч 00 мин, IV цикл — 3 ч.

Следует отметить, что качественное деблокирование (в равной мере и блокирование) пласта достигается при условии установки башмака насосно-компрессорных труб на расстоянии не более 5 м от нижних отверстий интервала перфорации.

Для образования достаточно устойчивых пен в процессе освоения можно рекомендовать, кроме сульфонола, следующие химические реагенты: ДНС-А, превоцел, дисолван, лисапол, ОП-4, ОП-10, ДС-РАС и др.

Для уменьшения сроков освоения скважины в 1,5–2 раза рекомендуется процесс освоения производить с помощью двух компрессоров типа УКП-80 с некоторыми изменениями в режиме работы агрегата.

При наличии газа высокого давления можно использовать его для освоения скважин, хотя такой прием неизбежно связан с потерями газа.

По второй схеме скважину осваивают способом аэрации, описанным выше, без предварительного деблокирования, и при получении притока газа или при полной продувке скважины воздухом доставляют расчетное количество соляной кислоты на забой, продавливая ее в призабойную зону газом или воздухом путем создания давления в трубном и затрубном пространстве одновременно. При этом необходимо использовать максимально возможное давление компрессора или газа из шлейфа.

По окончании реакции (1,5–2 ч) скважину осваивают путем отработки на факел.

Освоение по II схеме рекомендуется применять в скважинах, где пластовые давления не превышают 6 МПа, блокирование пласта и ремонт проводились без избыточных давлений, а лифтовые трубы опущены до нижних отверстий фильтра или установлены с упором на забой.

13.9. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ ЖИДКОСТЯМИ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В УСЛОВИЯХ АВПД И СЕРОВОДОРОДА

Жидкости, обеспечивающие необходимые репрессии на продуктивный пласт в условиях АВПД, — это концентрированные растворы бромидов цинка и кальция (плотности в пределах 1,7–2,15 г/см³).

Одна из особенностей жидкостей, содержащих бромид цинка, заключается в том, что при контакте их с сероводородом происходит образование нерастворимого сульфида цинка, снижение плотности. Предлагаемая технология [286] исключает этот недостаток и позволяет использовать жидкости на основе бромидов цинка для установки и ремонта внутрискважинного оборудования.

13.9.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПОЗИЦИИ БРОМИД ЦИНКА – БРОМИД КАЛЬЦИЯ И БРОМИДА КАЛЬЦИЯ

Композиция бромид кальция — бромид цинка имеет следующие параметры.

Плотность, г/см ³	2,1–2,2
Массовая доля, %:	
бромиды кальция.....	43–52
бромиды цинка.....	19–28
Водородный показатель раствора.....	3,5–5,5
Динамическая вязкость, мПа·с, не более.....	70

Композиция бромид кальция — бромид цинка смешивается без ограничения с пресной водой и раствором бромида кальция. При смешивании с пластовой минерализованной водой при низких температурах возможно незначительное выделение менее растворимых солей типа хлорид натрия, хлорид калия, хлорид магния и др.

Физико-химические свойства композиции бромид кальция — бромид цинка и бромида кальция представлены в табл. 13.10

Растворы бромида кальция — бромида цинка представляют собой истинные растворы. Однако в связи с высокой концентрацией солей в растворе жидкости они не являются истинно ньютоновскими, а проявляют в некоторой степени дилатантные свойства (рис. 13.12), т.е. с увеличением градиента скорости деформации вязкость в некоторой степени увеличивается, причем этот эффект наиболее заметен при невысоких температурах и в концентрированном растворе. При повышении температуры вязкость жидкостей падает, и эффект дилатантности уменьшается. То же происходит с разбавлением жидкости.

Для практических расчетов можно принимать жидкости на основе бромидов цинка и кальция за ньютоновские, а в качестве динамической вязкост-

Таблица 13.10

Физико-химические свойства композиции бромид кальция – бромид цинка и растворов бромида кальция

Наименование продукта	Химический состав (мас- совая до- ля, %)	Плот- ность, кг/м ³	Кинема- тическая вязкость, 10 ⁻⁶ м ² /с	Теплоем- кость (при 35 °С), кДж/кг	Удельная электро- провод- ность, Ом/м	Кэффи- циент объемно- го распы- ления, °С ⁻¹ ·10 ⁻⁴	Поверх- ностное натяже- ние, 10 ⁻³ Н/м	Темпера- тура ки- пения, °С	Темпера- тура нача- ла крис- таллиза- ции, °С
Растворы бромида кальция	CaBr ₂ (42,6)	1516	1,816	1,89	21,38	4,67	82,14	112,3	−58,8
	CaBr ₂ (48,5)	1613	2,17	2,12	18,10	5,12	87,45	118,2	−50
	CaBr ₂ (56,1)	1762	4,59	1,78	11,54	5,67	92,15	130,5	+1,0
Композиция бромид кальция — бромид цинка	CaBr ₂ (50,38)	2165	22,14*	1,46**	2,42**	12,53	80,82*	155,3	+13
	ZnBr ₂ (21,45)		1,98**		11,77***		68,96**		

* При 20 °С.
 ** При 110 °С.
 *** При 90 °С.

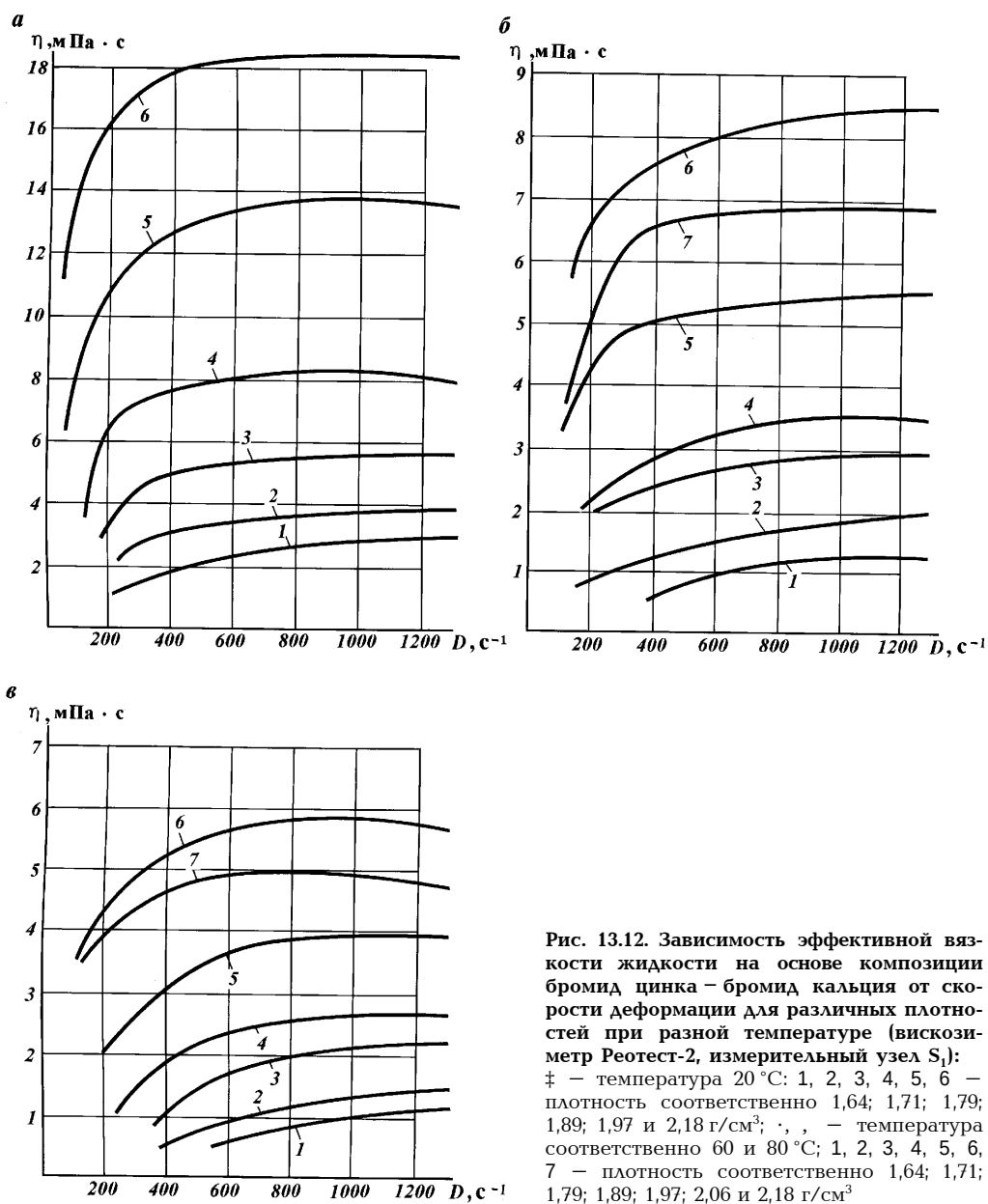


Рис. 13.12. Зависимость эффективной вязкости жидкости на основе композиции бромид цинка – бромид кальция от скорости деформации для различных плотностей при разной температуре (вискозиметр Реотест-2, измерительный узел S_1):
 ‡ – температура 20 °С: 1, 2, 3, 4, 5, 6 – плотность соответственно 1,64; 1,71; 1,79; 1,89; 1,97 и 2,18 г/см³; ·, · – температура соответственно 60 и 80 °С: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 – плотность соответственно 1,64; 1,71; 1,79; 1,89; 1,97; 2,06 и 2,18 г/см³

ти этих жидкостей – эффективную вязкость при скоростях деформации 400–1300 с⁻¹.

Структурными свойствами жидкости на основе бромидов цинка и кальция не обладают.

У композиции бромид цинка – бромид кальция и жидкостей на ее основе, как у всех растворов электролитов, вследствие объемного расширения при повышении температуры происходит снижение плотности (рис. 13.13).

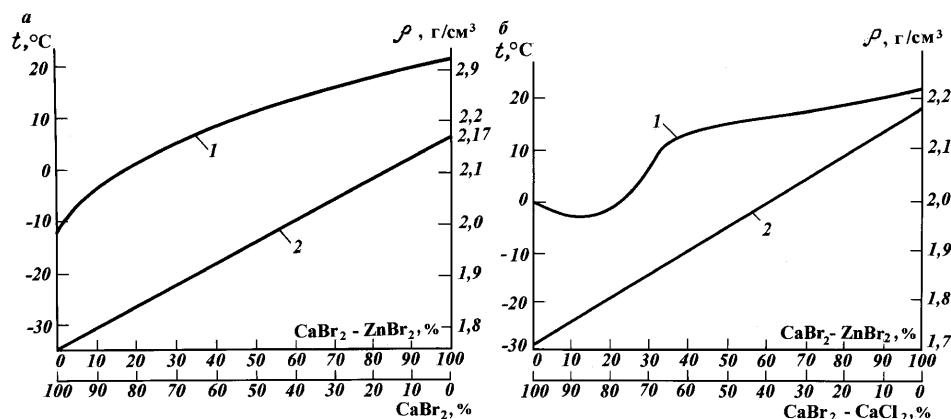


Рис. 13.13. Зависимость температуры кристаллизации (1) и плотности (2) от соотношения компонентов композиции жидкости:

‡ — без твердой фазы, композиция $\text{CaBr}_2 - \text{ZnBr}_2$ и раствор CaBr_2 ; · — композиция $\text{CaBr}_2 - \text{ZnBr}_2$ и композиция $\text{CaBr}_2 - \text{CaCl}_2$ (раствор)

Плотность при температуре рассчитывается по формуле:

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta \Delta t}, \quad (13.33)$$

где ρ_{20} и ρ_t соответственно плотности жидкости при температуре 20 °С и t ; Δt — изменение температуры, °С; β — коэффициент объемного расширения.

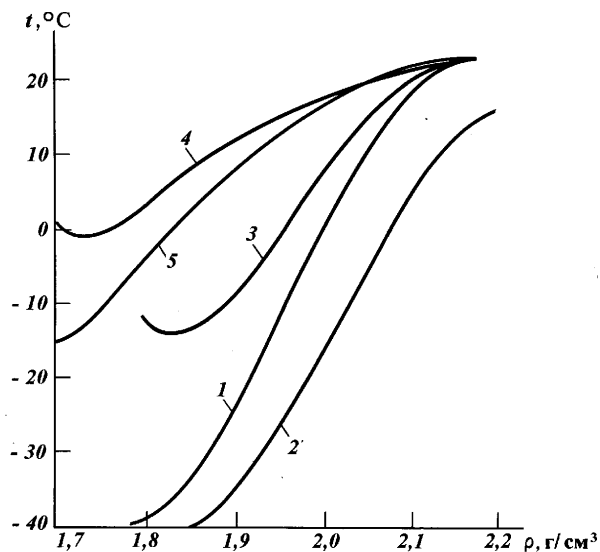
Коэффициент β для растворов плотностью 1,9–2,15 г/см³ равен $3,1 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, для растворов плотностью до 1,9 г/см³ составляет $3,6 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ (композиция разбавлена раствором бромида кальция).

Растворы композиции бромид цинка — бромид кальция при плотностях более 2,10 г/см³ близки к состоянию насыщенных, поэтому они имеют сравнительно высокие температуры начала кристаллизации (рис. 13.14). По мере разбавления водой (лучше — пресной) температура начала кристаллизации снижается, достигая минимума при плотностях 1,80–1,90 г/см³. Разбавление раствором бромида кальция ($\rho = 1,70 \div 1,75 \text{ г/см}^3$) дает меньшее снижение температуры кристаллизации. Однако этот способ снижения плотности жидкости предпочтительнее в тех случаях, когда путем разбавления необходимо получить как можно больший объем жидкости требуемой плотности.

Растворы композиции бромид цинка — бромид кальция как электролиты — сравнительно сильные коррозионно-активные системы, особенно если учитывать их повышенную кислотность ($\text{pH} = 3 \div 5$). Вместе с тем наличие пассивирующего влияния ионов цинка приводит в определенной степени к нивелированию их коррозионной агрессивности. Особенно это относится к низким температурам. При температуре 25 °С скорость коррозии Ст3 в растворе ZnBr_2 (21 %) — CaBr_2 (51 %) не превышает 0,07 мм/год. Коррозия контролируется катодным процессом восстановления ионов водорода. Увеличение температуры процесса коррозии и разбавление раствора водой увеличивают скорость растворения металла. При температуре 90 °С скорость коррозии может достигать 0,6 мм/год — при отсутствии защиты в зависимости от состава композиции (табл. 13.11 и 13.12).

Рис. 13.14. Зависимость температуры кристаллизации жидкостей на основе композиции бромид цинка-бромид кальция от ее плотности для разных жидкостей-разбавителей:

1, 2 — пресная вода; 3 — минерализованная пластовая вода, $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$; 4 — раствор композиции бромид кальция — хлорид кальция, $\rho = 1,71 \text{ г/см}^3$; 5 — раствор бромида кальция, $\rho = 1,75 \text{ г/см}^3$



Наиболее подходящими ингибиторами коррозии стали в среде композиции бромид цинка — бромид кальция являются ингибиторы ИКБ-4, ХОСП-10, КПИ-3, Нефтехим. Сочетание их с фурфуролом (нейтрализатором сероводорода) снижает скорости коррозии на несколько порядков (табл. 13.13).

Таблица 13.11

Коррозия стали SM90SSU в растворе на основе композиции бромид цинка — бромид кальция по ТУ 6-18-22-82-85 при 90 °С

Плотность раствора, г/см ³	Содержание, %		Скорость коррозии с ингибитором, 10 ⁻² мм/год			
	ингибитора	фурфурола	ИКБ-4В	ИКБ-4Н	Нефтехим	Нефтехим-2
2,10	0,01	—	10,57	14,8	6,67	11,99
	0,01	2,0	6,983	8,542	4,491	3,039
	0,1	—	2,96	7,55	3,92	6,071
	0,1	2,0	1,027	1,13	2,65	1,531
2,0	0,01	—	10,566	14,82	7,59	11,96
	0,01	2,0	7,138	8,545	5,555	3,052
	0,1	—	2,98	7,55	4,027	6,097
	0,1	2,0	1,054	1,15	2,773	1,54
1,90	0,01	—	10,586	14,85	8,78	11,99
	0,01	2,0	7,138	8,545	5,555	3,052
	0,1	—	2,98	7,55	4,027	6,097
	0,1	2,0	1,054	1,15	2,773	1,54
1,90	0,01	—	10,586	14,85	8,78	11,99
	0,01	2,0	7,15	8,547	6,779	3,071
	0,1	—	3,00	7,55	4,173	6,121
	0,1	2,0	1,092	1,17	2,845	1,56
1,80	0,01	—	10,64	14,87	10,08	12,007
	0,01	2,0	7,164	8,55	6,861	3,092
	0,1	—	3,02	7,58	4,35	6,140
	0,1	2,0	1,095	1,19	3,068	

Примечание. Время — 240 ч.

Таблица 13.12

Коррозия некоторых сталей обсадных труб в среде растворов на основе бромидов кальция и бромидов цинка

Сталь	Скорость коррозии, мм/год, в растворе		
	77 % ZnBr_2	55 % CaBr_2	20 % ZnBr_2 и 49 % CaBr_2
Трубная сталь группы прочности Р-105	0,262	0,250	0,260
Трубная сталь группы прочности Д	0,488	0,359	0,412
Сталь SM90SSU	0,104	0,091	0,108

Таблица 13.13

Влияние добавок фурфурола на параметры рассола $\text{ZnBr}_2 - \text{CaBr}_2$

Химическая обработка	Температура при термообработке, °С (время — 6 ч)	Параметры раствора				
		ρ , г/см ³	i , с	$\eta_{\text{эф}}$, мПа·с	рН	ТПК, °С
Чистый рассол, 22,17 % ZnBr_2 , 50,97 % CaBr_2	25	2,17	22	46	3,55	17
	100	2,17	22	41	3,25	
+ 1 % фурфурола	25	2,16	22	45	3,35	11,5
	100	2,15	22	47	3,4	
+ 4 % фурфурола	25	2,14	22	54	3,15	21,5
	100	2,13	42	68	2,95	
+ 2 % фурфурола	25	2,15	22	48	3,25	13,5
	100	2,15	30	52	3,20	

Примечание. Для всех случаев значение СНС через 1 и 10 мин равно нулю.

При контакте с сероводородом в растворе композиции бромид цинка — бромид кальция (см. табл. 13.13) образуется сульфид цинка, что приводит к появлению твердой фазы в растворе. При очистке от нее снижается плотность и система становится трудно управляемой. Для защиты композиции бромид цинка — бромид кальция от сероводорода и снижения ее коррозионной агрессивности используется технический фурфурол, который образует с ионами цинка комплексные соединения и, кроме того, сам реагирует с сероводородом без образования твердых веществ. В присутствии 2 % фурфурола пропускание 4,7 г/л сероводорода не приводит к образованию кислоторастворимых сульфидов цинка.

Вязкость жидкости без твердой фазы на основе композиции бромид цинка — бромид кальция можно повысить путем растворения в ней модифицированного крахмала. В табл. 13.14 показано влияние крахмала на свойства жидкости. При содержании модифицированного крахмала около 3 % достигаются достаточно высокие вязкостные свойства, в результате чего в некоторых случаях можно предотвратить поглощение жидкости.

Таблица 13.14

Сведения о реологических параметрах жидкости без твердой фазы на основе композиции бромид цинка – бромид кальция и ее сероводородпоглощительных свойствах

Крахмал, %	ρ , г/см ³	$\dot{V}$, с	η , мПа·с	τ_0 , дПа	φ при 600 об/мин	φ при 300 об/мин	рН	Количество H ₂ S, мг/200 мл				
								Всего получе- но	По- глощено раствор- ром	В про- скоке	Кислото- раство- римые сульфиды	Сво- бодный H ₂ S
Исходный раствор												
—	2,10	15	20	—	—	—	5,2	—	—	—	—	—
1	2,09	18	60	49,5	135	75	5,2	—	—	—	—	—
2	2,09	44	7	818	262	255	5,2	—	—	—	—	—
3	2,10	150	—	—	265	265	5,2	—	—	—	—	—
После прогрева при температуре 100 °С в течение 6 ч												
1	2,09	11	50	49,5	115	65	4,55	—	—	—	—	—
2	2,09	35	91	260	261	170	4,9	—	—	—	—	—
После пропускания сероводорода												
1	2,10	12	55	50	130	70	4,95	940	640	300	Нет	Нет

Примечания. 1. Исходный раствор: фурфурол 2%, ингибитор 0,1%, $\rho = 2,1$ г/см³, $\dot{V} = 5,3$ с; рН = 5,05. 2. Раствор при перемешивании после прогрева незначительно пенится.

13.9.2. è éÑÉé í éÇäÄ ë äÇÄÜ à ç õ ä áÄ ä ÖÇÖ Ä î ê éÇéÉé êÄë íÇééÄ ç Ä Ü àÑä é ë í ú ç Ä é ë ç éÇÖ ä é ä è é ä à ñ à à Ä é é ä àÑ ñ à ç äÄ – Ä é é ä àÑ äÄä ü ñ à ü

Зону установки пакера в эксплуатационной колонне перед установкой внутрискважинного оборудования необходимо проработать скребками в соответствии с рекомендациями регламента на установку ВСО.

Для предотвращения попадания значительных количеств бурового раствора в ЖБТФ и уменьшения затрат времени в дальнейшем на ее очистку следует отмыть эксплуатационную колонну от остатков бурового раствора.

Далее необходимо произвести замену бурового раствора на воду обратной промывкой, регулируя дросселем противодействие на устье скважины для обеспечения необходимого превышения над пластовым давлением (или давлением, при котором колонна негерметична). Прямой промывкой закачать в скважину 6–8 м³ моющей жидкости, состоящей из 33 % дизельного топлива, 33 % СМАД-1 и 34 % сульфонола (с противодействием). Состав моющей жидкости определен на основе лабораторных исследований и практической проверкой на скважинах месторождения Тенгиз. Закачать в скважину 50–60 м³ 2–3 %-ного раствора товарного сульфонола. Объем определяется с учетом объема скважины. Промыть скважину в течение двух циклов с противодействием на устье. Производительность агрегатов при отмывке следует поддерживать на уровне не менее 9 л/с. При выходе моющей жидкости на устье скважины второй раз желательно перейти на промывку чистой водой со сбросом моющей жидкости в амбар. После выхода на устье чистой воды (по расчету) следует закачать еще 10–15 м³ чистой воды и отобрать пробу выходящей жидкости для контроля механических примесей. При содержании твердой фазы в воде не более 0,01 % прекратить промывку водой и приступить к замене воды на рабочую жидкость.

При содержании твердой фазы более 0,01 % продолжить промывку.

13.9.3. è éÑÉé í éÇäÄ Ü àÑä é ë í à. è ê äÉé í éÇäÖ ç äÖ à é ó à ë í äÄ

Композиция бромид цинка – бромид кальция перед приготовлением на ее основе жидкости должна быть очищена от твердой фазы. Для очистки композиции бромид цинка – бромид кальция следует использовать песочный фильтр типа Е 0,3 гл-0,7 т или блок таких фильтров. В зимних условиях фильтры должны быть утеплены, а жидкость должна иметь температуру не менее 30 °С. Фильтр заполняется речным песком. Песок подбирается по granulometricheskому составу таким, чтобы обеспечить необходимую степень чистоты (содержание твердой фазы не более 0,010 %) и достаточно высокую производительность очистки. Размер частиц песка должен быть в пределах 0,2–0,4 мм.

Для получения жидкости необходимой плотности с наименьшей температурой кристаллизации следует разбавить исходный раствор пресной или пластовой водой. Если требуется получить как можно больший объем жидкости необходимой плотности и температура кристаллизации не столь важна (например, летом), то разбавление производить раствором бромида кальция плотностью 1,70–1,75 г/см³.

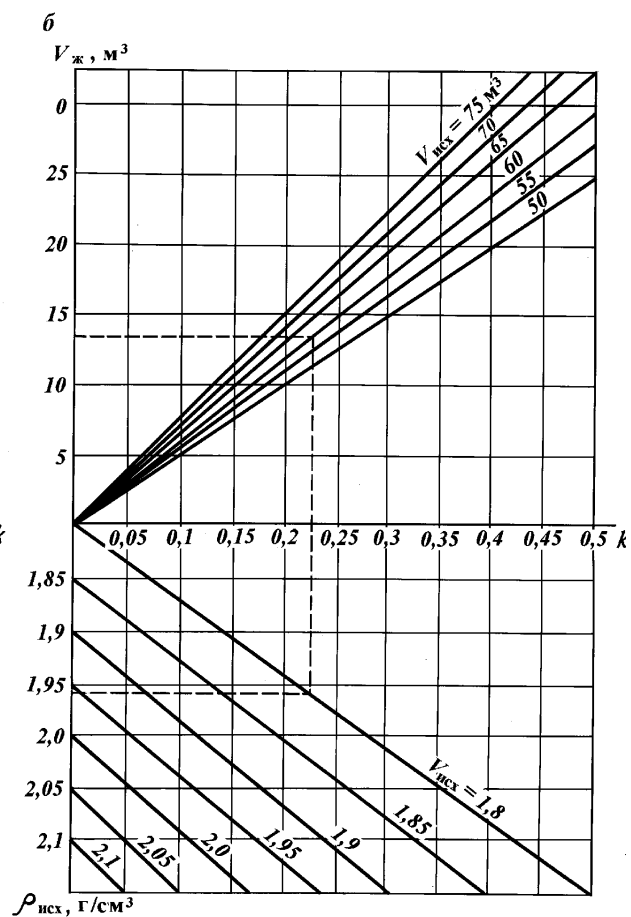
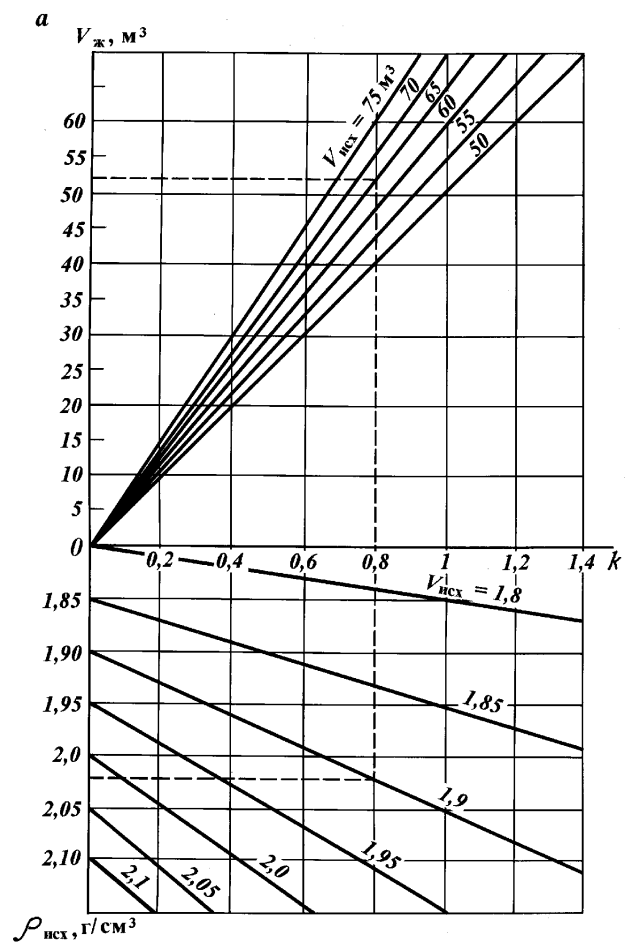


Рис. 13.15. Диаграмма для определения необходимого объема жидкости разбавления композиции бромид цинка - бромид кальция:

† · — жидкость разбавления соответственно — раствор бромида кальция плотностью 1,75 г/см³ и пластовая вода

Плотность жидкости после очистки и разбавления должна быть на 0,03 г/см³ больше, чем это требуется для обеспечения репрессии на пласт с учетом температурного расширения, т.е.

$$\rho_0 = \rho_{\text{тер}}(1 + \beta \Delta t) + 0,03, \quad (13.34)$$

где $\rho_{\text{тер}}$ — плотность жидкости при среднескважинной температуре (эта плотность соответствует требуемой для обеспечения необходимой репрессии на пласт); β — коэффициент объемного расширения; Δt — разность между среднескважинной температурой и температурой замера плотности.

Поправка 0,03 введена с учетом дальнейшей обработки жидкости реагентами.

Расчет необходимого объема жидкости разбавления, требующейся для получения заданной плотности, производится по формуле (а также по диаграмме на рис. 13.15)

$$V_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{исх}}(\rho_{\text{исх}} - \rho_{\text{тр}})}{\rho_{\text{тр}} - \rho_{\text{разб}}}, \quad (13.35)$$

где $V_{\text{ж}}$ и $V_{\text{исх}}$ — объемы жидкостей соответственно разбавления и исходной; $\rho_{\text{исх}}$, $\rho_{\text{тр}}$, $\rho_{\text{разб}}$ — плотности жидкостей соответственно исходной, требующейся, разбавления.

Расчет плотности жидкости, полученной разбавлением исходной композиции, выполняется по формуле

$$\rho_{\text{пол}} = \frac{V_{\text{исх}}\rho_{\text{исх}} - V_{\text{разб}}\rho_{\text{разб}}}{V_{\text{исх}} + V_{\text{разб}}}, \quad (13.36)$$

где $V_{\text{исх}}$ и $V_{\text{разб}}$ — соответственно объемы исходной жидкости и жидкости разбавления; $\rho_{\text{исх}}$ и $\rho_{\text{разб}}$ — соответственно плотности исходной жидкости и жидкости разбавления.

Весь рабочий объем жидкости необходимо обработать фурфуролом из расчета 20 кг на 1 м³ основы — композиции бромид цинка — бромид кальция. Обработку проводят с помощью цементировочного агрегата в емкости хранения жидкости. Фурфурол сравнительно хорошо растворяется в композиции бромид цинка — бромид кальция. Однако для ускорения его растворения вводить его в раствор композиции желательно через смесительную воронку. После ввода расчетного количества фурфурола жидкость перемешивают 1–2 ч для равномерного распределения по всему объему. Затем следует ввести в жидкость ингибитор коррозии (ИКВ-4, КПИ-3, Нефтехим-1) из расчета 1 кг на 1 м³ жидкости. Ввод его осуществляется через смесительную воронку.

Все работы по приготовлению жидкости проводятся при температуре жидкости 30–40 °С. В зимнее время необходимо емкости с жидкостью подогревать. Если жидкости приготавливали в нескольких емкостях, то после приготовления необходимо усреднить жидкость по всему объему, для чего создается циркуляция через все емкости.

В случае необходимости для повышения вязкости жидкости используется модифицированный крахмал в количестве до 4–5 %. Другие виды крахмальных реагентов загущающее действие оказывают слабее.

13.9.4. *Эксплуатационная колонна не перфорирована.*

После отмывки колонны производится замена воды на жидкость без твердой фазы (прямой промывкой) с противодавлением на устье.

Перед закачкой раствора бромидов закачивается 2–3 м³ разделительной жидкости, приготовленной на основе оксиэтилцеллюлозы (ОЭЦ), либо на основе карбоксиметилцеллюлозы (КМОЭЦ). Для уменьшения зоны смешения раствора бромидов с водой производительность агрегатов не должна быть более 3 л/с. При приближении к концу операции замены на ЖБТФ усиливается контроль за выходом разделительной жидкости (визуально и по плотности). При появлении разделительной жидкости, смешанной с бромидом (повышение плотности до 1,30–1,35 г/см³) циркуляция направляется через агрегат, и жидкость зоны смешения собирается в отдельный мерник агрегата. Плотность собранной жидкости находится в пределах 1,55–1,75 г/см³. Жидкость используется для работы в скважинах с меньшей плотностью жидкости либо для последующей регенерации. Скважина промывается в течение I цикла с замером параметров жидкости (плотности, содержания твердой фазы, pH). Производится очистка жидкости от твердой фазы с использованием блока песочных фильтров. Необходимо довести содержание твердой фазы в жидкости до 0,01 %. Количество циклов промывки определяется этим требованием.

Эксплуатационная колонна перфорирована. После работы скребком в зоне установки пакера производится замена ИБР на жидкость без твердой фазы обратной промывкой. Закачивается 2 м³ разделительной вязкоупругой жидкости на основе ОЭЦ или КМОЭЦ, 6 м³ моющей жидкости, состоящей из 2 м³ СМАД-1 и 2 м³ дизельного топлива, а также 2 м³ сульфанола 30 %-ной концентрации и 2 м³ разделительной жидкости на основе ОЭЦ или КМОЭЦ. Кроме того, закачивается требуемый объем жидкости без твердой фазы.

После выхода моющей и разделительной жидкостей и появления зоны смешения с рабочей жидкостью (плотность смеси 1,30–1,35 г/см³) прекращается закачка бромидов. В отдельный мерник агрегата собирается жидкость зоны смешения плотностью 1,50–2,75 г/см³. При появлении жидкости с рабочей плотностью восстанавливается круговая циркуляция и осуществляется промывка скважины в течение I цикла, контролируется плотность жидкости, содержание сульфидов и твердой фазы. Одновременно производится очистка жидкости от твердой фазы с использованием блока песочных фильтров. При появлении сульфидов в жидкости прекращается промывка, закрывается скважина и циркуляция направляется через блок по сепарации и очистке жидкости от газа с факельной установкой. В дальнейшем промывка скважины проводится через этот блок.

Затем производится очистка жидкости от твердой фазы с доведением ее содержания до 0,01 %. Количество циклов промывки определяется этим требованием. В случае выявления незначительного поглощения жидкости последняя обрабатывается 4–5 % модифицированного крахмала с целью повысить условную вязкость до 80–100 с по воронке ЗБР-1.

В зимнее время жидкость хранится в емкостях, оснащенных змеевиками и электрокотлом для подогрева. Трубопроводы утепляются для предотвращения кристаллизации в них жидкости. При остановке циркуляции на длительное время в затрубное и трубное пространство закачивается такой об-

ем жидкости плотностью $1,85-1,90 \text{ г/см}^3$, чтобы обеспечить ее прохождение на глубину до 50–70 м. Это предотвратит кристаллизацию жидкости на устье скважины.

Композиция бромид цинка — бромид кальция (водный раствор) пожаровзрывобезопасна. Допускается подогрев чистой жидкости, не обработанной органическими реагентами (фурфуролом и ингибитором коррозии), на открытом огне. Разогрев жидкости, обработанной фурфуролом и ингибитором коррозии, производится с использованием горячей воды или пара.

При разогреве стальных бочек с композицией бромид цинка — бромид кальция не допускается слив кипящей жидкости во избежание вдыхания ее паров обслуживающим персоналом. Слив жидкости производится только после снижения ее температуры до 60–70 °С.

При работе с композицией бромид цинка — бромид кальция обслуживающий персонал должен применять защитные очки, резиновые перчатки, так как жидкость обладает раздражающим, прижигающим, некротизирующим действием на кожу и слизистые оболочки. При попадании растворов на кожные покровы немедленно промыть эти места обильной струей воды.

При попадании продукта внутрь необходимо вызвать рвоту, направить пострадавшего в медсанчасть.

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Одна из серьезных разновидностей технологии процесса цементирования — установка цементных мостов различного назначения [18, 106].

Повышение качества цементных мостов и эффективности их работы — неотъемлемая часть совершенствования процессов бурения, заканчивания и эксплуатации скважин [106]. Качеством мостов, их долговечностью определяется также надежность охраны недр и окружающей среды. Вместе с тем промысловые данные свидетельствуют, что часто отмечаются случаи установки низкопрочных и негерметичных мостов, преждевременного схватывания цементного раствора, прихвата колонны труб и т.д. Эти осложнения обусловлены не только и не столько свойствами применяемых тампонажных материалов, сколько спецификой самих работ при установке мостов.

В глубоких высокотемпературных скважинах при проведении указанных работ довольно часто происходят аварии, связанные с интенсивным загустеванием и схватыванием смеси глинистого и цементного растворов. В некоторых случаях мосты оказываются негерметичными или недостаточно прочными. Например, только 40—50 % мостов, устанавливаемых в глубоких скважинах Северного Кавказа, являются удачными.

Успешная установка мостов зависит от многих природных и технических факторов, обуславливающих особенности формирования цементного камня, а также контакт и "сцепление" его с горными породами и металлом труб. Поэтому оценка несущей способности моста как инженерного сооружения и изучение условий, существующих в скважине, являются обязательными при проведении этих работ.

Несмотря на то, что из всех видов операций, связанных с цементированием скважин, наибольшее число случаев с неудачным или безрезультатным исходом приходится на установки мостов, этот вопрос еще недостаточно освещен в литературе.

14.1. СПЕЦИФИКА УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ

Цель установки мостов — получение устойчивого водогазонефтепроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и кавернозной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта и консервации или ликвидации скважин.

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: испытывающих давление жидкости или газа и испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях.

Мосты, относящиеся ко второй категории, должны, помимо газоводонепроницаемости, обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что на мосты могут создаваться давления до 85 МПа [106], осевые нагрузки до 2100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и других видах работ.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18–25 м. Наличие же на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и к увеличению необходимой высоты до 180–250 м. В связи с этим высоту моста H_m следует рассчитывать по формуле

$$H_m \geq H_0 - \frac{Q_m}{\pi D_c [\tau_m]}, \quad (14.1)$$

где Q_m — осевая нагрузка на мост, обуславливаемая перепадом давления и разгрузкой колонны труб или испытателя пластов; D_c — диаметр скважины; $[\tau_m]$ — удельная несущая способность моста, величина которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста; H_0 — глубина установки нижней части моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки с напряжением сдвига 6,8–4,6 МПа, толщиной 3–12 мм градиент дав-

ления прорыва воды составляет соответственно 1,8–0,6 МПа на 1 м. При отсутствии корки прорыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует также определять и из выражения

$$H_m \geq H_0 - \frac{p_m}{[\Delta p]}, \quad (14.2)$$

где p_m — максимальная величина перепада давлений, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ — допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста, от применяемых тампонажных материалах.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (14.1) и (14.2), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_m]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 14.1.

Установка мостов производится по балансовому методу, сущность которого состоит в следующем. Спускают до забоя заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности продаваемого раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравнивание цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Таблица 14.1

Ориентировочные значения $[\tau_m]$ и $[\Delta p]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_m]$, МПа
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Без скребков и жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1,0	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

Установка моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и обладает рядом особенностей, которые сводятся к следующему:

- 1) используется малое количество тампонажных материалов;
- 2) нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;
- 3) не применяются резиновые разделительные пробки;
- 4) во многих случаях производится обратная промывка скважин для "срезки" кровли моста;
- 5) мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотности цементного и бурового растворов.

Установка моста — простая по замыслу и способу проведения операция, которая в глубоких скважинах существенно осложняется под действием таких факторов, как температура, давление, газо-, водонефтепроявления и др. Немаловажное значение имеют также длина, диаметр и конфигурация заливочных труб, реологические свойства цементного и бурового растворов, чистота ствола скважины и режимы движения нисходящего и восходящего потоков. На установку моста в необсаженной части скважины значительное влияние оказывает кавернозность ствола.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0–6,0 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забурирования нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забурирования нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части (H_1) моста должна обеспечить возможность забурирования нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть (H_0) — надежную изоляцию старого ствола

$$H_m = H_1 + H_0 = \sqrt{2D_c R_c} + H_0, \quad (14.3)$$

где R_c — радиус искривления ствола.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальная величина интенсивности искривления ствола составляет 1° на 10 м, что соответствует радиусу искривления 573 м. Значение H_0 определяют из условий (14.1) и (14.2).

Характерно, что число неудачных или безрезультатных операций одинаково велико при производстве работ как в обсаженной, так и в открытой части ствола скважины.

Анализ большого фактического материала, собранного на промыслах Кубани, Ставрополя, Дагестана, Чечни и Ингушетии, показал, что при увеличении глубин скважин число неудачных операций и работ, приведших к осложнению, не уменьшается, в то время как стоимость работ по ликвидации их последствий резко возрастает. При этом было установлено, что из всех видов работ, связанных с цементированием, наибольшее число операций с неудачным исходом приходится на установки мостов. По данным, опубликованным в США [346], из 143 операций, связанных с установкой мостов из латексцемента, только 89 (62,3 %) оказались удачными. Второе место по числу операций с неудачным или безрезультатным исходом занимает цементирование под давлением с целью проведения исправительных работ.

Установка цементного моста — трудоемкая и дорогостоящая операция. Так, установка моста в 146-мм колонне на глубине 2400 м занимает 38,8 ч. При этом не учтены работы по разбурированию верхней части моста и различные осложнения, часто происходящие в скважинах. Для ускорения и удешевления этих работ многие исследователи предлагают устанавливать короткие мосты взамен обычных, в связи с чем были разработаны различные механизмы, спускаемые в скважину на трубах, кабеле или тросе. Однако по ряду технических причин они не нашли широкого применения и в настоящее время используются редко. Большая часть мостов устанавливается обычным способом при помощи заливочных труб. Поэтому здесь рассматриваются только примеры стандартной установки цементных мостов.

Анализ имеющихся данных показывает, что получение надежных мостов в глубоких скважинах зависит от комплекса одновременно действующих факторов, которые могут быть разделены на три группы.

Первая группа — природные факторы: температура, давление и геологические условия (кавернозность, трещиноватость, действие агрессивных вод, водо- и газопроявления и поглощения).

Вторая группа — технологические факторы: скорость движения потоков цементного и бурового растворов в трубах и кольцевом пространстве, реологические свойства растворов, химический и минералогический состав вяжущего материала, физико-механические свойства цементного раствора и камня, контракционный эффект тампонажного цемента, сжимаемость бурового раствора, разность плотностей, коагуляция бурового раствора при смешении его с цементным (образование высоковязких паст), величина кольцевого зазора и эксцентричность расположения труб в скважине, время контакта буферной жидкости и цементного раствора с глинистой коркой.

Третья группа — субъективные факторы: использование неприемлемых для данных условий тампонажных материалов, неправильный подбор рецептуры раствора в лаборатории, недостаточная подготовка ствола скважины и использование бурового раствора с высокими значениями вязкости, СНС и водоотдачи, ошибки при определении количества продажной жидкости, места расположения заливочного инструмента, дозировки реагентов для затворения цементного раствора на скважине, применение недостаточного числа цементировочных агрегатов, применение недостаточного количества цемента, низкая степень организации процесса установки моста.

Увеличение температур и давлений способствует интенсивному ускорению всех химических реакций, вызывая быстрое загустевание (потерю прокачиваемости) и схватывание тампонажных растворов, которые после кратковременных остановок циркуляции иногда невозможно продавить.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов — закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продажной жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эффективность данного способа низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Опыт установки мостов в глубоких высокотемпературных скважинах показывает, что в районах Ставрополя, которые отличаются геотермическими условиями (на глубине 2500 м температура достигает 130–140 °С), установленные цементные мосты часто оказывались непрочными и негерметичными. В некоторых случаях при продавливании цементный раствор преждевременно схватывался в заливочных трубах. По этим причинам из 26 мостов, установленных в Прикумской конторе, 19 мостов оказались неудачными.

1. В скв. 12 Прасковейская (Ставрополье) при установке мостов в интервале 2583–2543 м (температура 132 °С, давление 30 МПа) цементный раствор схватился через 32 мин после затворения. Насосно-компрессорные трубы оказались прихваченными, а скважина ликвидирована по техническим причинам.

2. В скв. 15 Прасковейская установка цементно-песчаного моста в интервале 2584–2537 м также не увенчалась успехом. Находившийся в неподвижном состоянии раствор схватился через 25 мин после начала затворения. Насосно-компрессорные трубы оказались зацементированными.

3. В скв. 26 Сердюковская (Краснодарский край) мосты устанавливались в интервале 2303–2203 м. Температура на этой глубине составляла 90 °С. Скважина была заполнена буровым раствором со следующими параметрами: плотность — 1,24 г/см³, вязкость по СПВ-50 — 50 с и СНС_{1/10} — 2,0/15,0 Па.

После продавки цементного раствора подняли 150 м труб диаметром 141 мм для проведения промывки скважины. Однако из-за преждевременного загустевания цементного раствора, наступившего на 45 мин раньше начала схватывания, определенного лабораторным анализом, уже через 1 ч после начала затворения невозможно было восстановить циркуляцию даже при давлении 25,0 МПа. По окончании подъема всего инструмента установили, что 200 м труб было зацементировано.

Эти и многие другие случаи цементирования и прихвата труб в скважине произошли вследствие неправильного учета температурных условий и незнания характера изменения реологических свойств растворов во времени.

В последние годы для цементирования скважин широко используются шлаковые и шлакопесчаные растворы, отличительной особенностью которых является увеличение прочности и снижение проницаемости во всем диапазоне роста температур. При этом прочность шлакопесчаного камня состава 2:1 уже при температуре 150 °С через 2 сут твердения достигает на изгиб (сжатие) 7,0–10,0 (20,0–30,0) МПа.

Опыт установки мостов в б. объединении "Ставропольнефтегаз" показал, что при использовании смеси молотого липецкого шлака с прикумским песком, состоящим на 95 % из зерен фракций 0,05–0,15 мм, прочность их была значительно выше прочности мостов из тампонажных портландцементов. Мосты не давали посадки при разгрузках инструмента до 300 кН, выдерживали удары, создаваемые испытателями пластов при опробовании.

Герметичные шлакопесчаные мосты были установлены в скв. 16, 20 и 26 Прасковейские, 2, 7, 8 и 9 Чкаловские, 2, 4 и 5 Гороховские, 10, 20 и 26 Зимняя Ставка, 21 и 55 Озек-Суат и во многих других.

Хорошие результаты от применения цементно- и шлакопесчаных смесей получены при установках мостов в глубоких скважинах Кубани, Чечни и Ингушетии.

14.2. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА РЕЦЕПТУРЫ РАСТВОРОВ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ УСТАНОВКИ МОСТОВ

Прежде всего следует отметить, что вяжущие материалы, применяемые для цементирования обсадных колонн, пригодны для установки прочных и герметичных мостов. Как было указано выше, некачественная установка мостов или вообще их отсутствие, преждевременное схватывание раствора вяжущих веществ и другие факторы в определенной степени обусловлены неверным подбором рецептуры растворов вяжущих веществ по срокам загустевания (схватывания) или отклонениями от подобранной в лаборатории рецептуры, допущенными при приготовлении раствора вяжущих.

Установлено, что для уменьшения вероятности возникновения осложнений сроки схватывания, а при высоких температурах и давлениях сроки загустевания должны превышать продолжительность работ по установке мостов не менее чем на 25 %.

В ряде случаев при подборе рецептур растворов вяжущих не учитывают специфики работ по установке мостов, заключающихся в установке циркуляции для подъема колонны заливочных труб и герметизации устья.

В условиях высоких температур и давления сопротивление сдвигу цементного раствора даже после кратковременных остановок (10–20 мин) циркуляции может резко возрасти. Поэтому циркуляцию восстановить не удастся и в большинстве случаев колонна заливочных труб оказывается прихваченной.

Вследствие этого при разработке рецептуры цементного раствора необходимо исследовать динамику его загустевания на консистометре (КЦ) по программе, имитирующей процесс установки моста.

Программа исследований на КЦ представлена в табл. 14.2.

Время загустевания цементного раствора $T_{\text{заг}}$ должно соответствовать условию

$$T_{\text{заг}} > T_1 + T_2 + T_3 + 1,5(T_4 + T_5 + T_6) + 1,2T_7, \quad (14.4)$$

где T_1, T_2, T_3 — затраты времени соответственно на приготовление, закачивание и продавливание цементного раствора в скважину; T_4, T_5, T_6 — затраты времени на подъем колонны заливочных труб до места срезки моста, на герметизацию устья и производство подготовительных работ по срезке моста; T_7 — затраты времени на срезку моста.

По аналогичной программе необходимо исследовать смеси цементного раствора с буровым в соотношении 3:1, 1:1 и 1:3 при установке цементных мостов в скважинах с высокими температурой и давлением.

Успешность установки цементного моста в значительной степени зависит от точного соблюдения подобранной в лаборатории рецептуры при при-

Таблица 14.2

Программа исследований на КЦ

Условия исследования на КЦ			Продолжительность исследований
$t_{\text{оп}}$	$P_{\text{оп}}$	Вращение мешалки	
Нагрев от комнатной температуры до $t_{\text{дин}}$	Повышение давления до $P_{\text{дин}}$	Да	$T_1 + T_2 + T_3$
Поддержание температуры опыта в пределах $t_{\text{дин}} < t_{\text{оп}} < t_{\text{ст}}$	Поддержание давления в пределах $P_{\text{ст}} < P_{\text{оп}} < P_{\text{дин}}$	Нет	$1,5(T_4 + T_5 + T_6)$
То же	То же	Да	$1,2T_7$

Примечание. Величины $t_{\text{оп}}$ и $P_{\text{оп}}$ — температура и давление при проведении опыта; $P_{\text{дин}}$ и $P_{\text{ст}}$ — динамическое и статическое давление в зоне установки моста.

готовлении цементного раствора. Здесь главные условия — выдерживание подобранного содержания химических реагентов в жидкости затворения и водоцементного отношения.

Для получения возможно более однородного тампонажного раствора его следует готовить с использованием осреднительной емкости.

14.3. ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИСХОД РАБОТ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Тот или иной исход работ по установке цементного моста зависит от большого числа факторов, что обуславливает вероятностную природу конечного результата.

Ниже проанализированы результаты диагностического исследования 117 операций по установке цементных мостов в объединениях "Грознефть" и "Краснодарнефтегаз".

Операции считались успешными при осуществлении забуривания нового ствола и неудачными, если моста не было или забуривание ствола не удалось вследствие низкой прочности моста.

Анализ был произведен по 16 факторам, которые были подразделены на неуправляемые в процессе работ и управляемые [106].

К неуправляемым факторам отнесены: глубина нахождения нижней границы моста — X_1 ; возраст пород (по стратиграфической колонке) — X_3 ; значение зенитного угла ствола в интервале установки моста — X_4 ; диаметр долота — X_5 ; плотность бурового раствора — X_7 ; способ забуривания ствола — X_{15} .

К управляемым факторам отнесены: протяженность (проектная высота) моста — X_2 ; диаметр заливочных труб в интервале моста — X_6 ; тип вяжущего вещества — X_8 ; разность плотностей тампонажного и бурового растворов — X_9 ; объем тампонажного раствора — X_{10} ; отношение объема тампонажного раствора к внутреннему объему колонны заливочных труб — X_{11} ;

$$X_{12} = V_{\text{т}} - V_{\text{п}} \cdot 100 \%$$

(где $V_{\text{т}}$ — внутренний объем колонны заливочных труб; $V_{\text{п}}$ — объем продажной жидкости); скорость подъема тампонажного раствора по затрубному пространству — X_{13} ; продолжительность периода ОЗЦ — X_{14} ; наличие или отсутствие буферной жидкости — X_{16} .

Значимость (весомость) фактора определялась величиной диагностического коэффициента (ДК), а характер влияния его на исход операции — знаком; положительное значение соответствует успешному исходу; отрицательное — неудачному.

В табл. 14.3 приведены значения факторов и знаки ДК, соответствующие наиболее и наименее благоприятным условиям установки цементных мостов.

Суммирование диагностических коэффициентов всех факторов позволяет отнести исход операции по установке моста к тому или иному классу: к успешности операции — при $(X) \geq A$; к неуспешности операции — при $(X) \leq B$; неопределенный исход — при $B < q(X) < A$, где $q(X)$ — алгебраическая сумма ДК управляемых и неуправляемых факторов; A и B — пороги

Таблица 14.3

Значение факторов и знаки ДК

Факторы	Условия установки мостов				Факторы	Условия установки мостов			
	Наиболее благо- приятные		Наименее благо- приятные			Наиболее благо- приятные		Наименее благо- приятные	
	Значение факторов	ДК	Значение факторов	ДК		Значение факторов	ДК	Значение факторов	ДК
Неуправляемые факторы					Управляемые факторы				
X_1 , м	3001—4000	0,80	4000	—2,50	$X_{2'}$, м	71—000	1,50	160	—1,80
X_3	Юрские	4,31	Меловые	—1,71	$X_{6'}$, мм	141	0,95	114	—3,09
	отложения		отложения		X_8	ШПЦС	1,76	ЦПС	—0,34
X_4 , градус	0—2	2,22	10	—3,02	X_9 , кг/м ³	0,0	1,84	0,31—0,45	—2,05
X_5 , мм	161	2,55	140	—4,14	$X_{10'}$, м ³	10,1—15,0	2,10	5,0	—3,69
X_7 , кг/м ³	1810—2000	1,58	1410—1610	—1,04	$X_{11'}$, м	0,33—0,44	2,24	0,20	—2,47
X_{15}	Турбин- ный	1,07	Роторный	—2,43	$X_{12'}$, %	5,1—7,0	3,64	3,0	—13,18
					$X_{13'}$, м/с	1,20	5,21	0,61—0,80	—8,94
					$X_{14'}$, сут	5	6,26	2	—11,52
					X_{16} (вода)	Да	4,32	Нет	—0,57
Итого		12,53		—14,84	Итого		29,82		—47,65

распознавания конечного исхода работ (соответственно успешного и неуспешного),

$$A = 10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta}; \quad B = 10 \lg \frac{\alpha}{1 - \beta};$$

α и β – ошибки первого и второго рода.

При α и β , равных 0,05 (пять ошибок на 100 операций), $A = 13$ и $B = -13$. Таким образом, если $q(X) = 13$, то это означает, что с вероятностью 0,95 операция будет выполнена успешно, а при $(X) = -13$ с той же вероятностью – операция по установке моста будет неудачна.

Анализ значимости факторов, представленных в табл. 14.3, свидетельствует о незначительном воздействии неблагоприятных факторов на конечный исход операции по установке мостов при отсутствии осложнений (поглощений, каверн, проявлений). Так, даже при наиболее неблагоприятной ситуации (сумма неуправляемых факторов $\Sigma \Delta K = -14,84$) можно подбором соответствующих значений управляемых факторов ($\Sigma \Delta K = 29,82$) обеспечить благоприятный исход с вероятностью более 0,95, т.е. $q(X) = -14,84 + 29,82 = 14,98$.

Наиболее весомыми являются следующие управляемые факторы: $X_{10'}$, $X_{11'}$, $X_{12'}$, $X_{13'}$, $X_{14'}$ и $X_{16'}$ (вода).

Выбор соответствующих значений каждого из этих факторов может оказать решающее влияние на успешность операции по установке цементного моста.

14.4. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ДОСТАВКИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА В ИНТЕРВАЛ УСТАНОВКИ МОСТА

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема — одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_{\tau}(1 - \Delta V); \quad (14.5)$$

$$\Delta V = \frac{H_{\text{м}} S_{\tau}}{V_{\tau}} + C_0 + C_1 + C_3, \quad (14.6)$$

где V_{τ} — внутренний объем колонны заливочных труб, м^3 ; ΔV — относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; $H_{\text{м}}$ — протяженность цементного моста, м; S_{τ} — площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м^2 ; C_0 — коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 — коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 — коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 14.4.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = HS_{\text{с}} + V_{\tau}(C_1 + C_2 + C_3 + C_0), \quad (14.7)$$

где $S_{\text{с}}$ — площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м^2 ; C_2 — коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 14.4).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень

Таблица 14.4

Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффици- циенты	Для бурильных труб с вы- саженными внутрь кон- цами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буфер- ной жид- кости	с буферной жидкостью	без буфер- ной жид- кости
C_1	0,01	0,03	—	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	—	0,02	—
C_5	0,40	—	0,40	—
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

значительными [106]. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_t + C_6 V_{см}}{S_k}, \quad (14.8)$$

где $V_{см}$ — объем зоны смешения, m^3 ; S_k — площадь кольцевого сечения скважины, m^2 ; C_6 — коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 14.4); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ — при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

для первой порции

$$V_1 = C_4 V_t + C_5 H_m S_c; \quad (14.9)$$

для второй порции

$$V_2 = C_4 V_{п'}, \quad (14.10)$$

где C_4 и C_5 — коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве (см. табл. 14.4).

14.5. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ СРЕЗКИ ШТИФТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПРОБОК

Успешность операции по установке цементного моста возрастает при использовании разделительных пробок. Однако анализ промысловых материалов свидетельствует о том, что в 35–45 % случаев момент срезки штифтов подвешной разделительной пробки на поверхности не фиксируется. В результате выполненных исследований было установлено, что для фиксации момента срезки штифтов, рассчитанных на перепад давления 3–4 МПа, необходимо получить гидравлический удар определенной интенсивности.

Такой гидравлический удар может быть получен при определенной подаче насоса цементировочного агрегата (ЦА) в зависимости от диаметров колонны заливочных труб и скважины (табл. 14.5).

Для получения отчетливого сигнала (в виде повышения давления) при срезании штифтов необходимо после закачивания 90 % расчетного объема продавочной жидкости снизить подачу ЦА в соответствии с данными табл. 14.5, а затем (после фиксации момента "стоп") увеличить ее исходя из условий наиболее полного вытеснения бурового раствора цементным. При этом скорость потока жидкости в кольцевом пространстве должна быть в пределах 0,4–0,6 м/с либо превышать 1 м/с. Выбранная скорость потока должна быть выдержана в течение всего процесса продавливания цементного раствора.

Рассмотрим процесс разрушения застойных зон бурового раствора.

При отсутствии достаточно точного центрирования колонны заливочных труб в кольцевом пространстве скважины образуются застойные (защемленные) зоны тиксотропной жидкости (бурового раствора). В результате наличия невытесненного бурового раствора качество цементного моста резко снижается. Осуществить точное центрирование колонны заливочных труб в скважине весьма сложно.

Таблица 14.5

Допустимая производительность насоса при срезке штифтов

Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³			Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³		
колонны заливочных труб	скважины				колонны заливочных труб	скважины			
		1000	1600	2200			1000	1600	2200
60	94	2,9	2,3	2,0	114	190	7,9	6,3	5,5
	126	3,5	2,8	2,4		269	9,4	7,6	6,6
73	126	4,8	3,9	3,4	140	214	9,0	7,2	6,2
	146	5,0	4,1	3,5		320	11,5	9,2	8,0

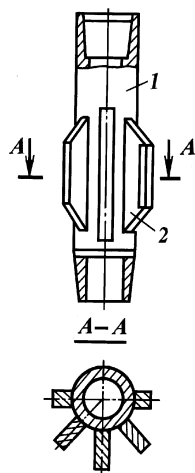


Рис. 14.1. Эксцентрик для поперечного расхаживания колонны заливочных труб:

1 — корпус; 2 — ребра

Таблица 14.6

Техническая характеристика эксцентриков

Шифр эксцентрика	Число ребер	Диаметр эксцентрика, мм	Масса, кг	Эксцентриситет, мм	Шифр эксцентрика	Число ребер	Диаметр эксцентрика, мм	Масса, кг	Эксцентриситет, мм
ЭБ-3-178-214	3	204	108	26	ЭБ-5-178-269	5	259	119	81
ЭБ-5-178-243	5	233	111	55	ЭБ-5-178-295	5	285	123	107

Примечание. Диаметр корпуса 178 мм, высота 750 мм.

Решить проблему ликвидации застойных зон удалось за счет установки на колонне заливочных труб (в интервале установки цементного моста) эксцентриков. В этом случае при вращении колонны заливочных труб, меняя положение, способствует движению потока по всему сечению.

На рис. 14.1 представлена схема эксцентрика типа ЭБ (Н.А. Кушнаренко и др.). В табл. 14.6 приведена техническая характеристика таких эксцентриков для скважин диаметрами 214, 243, 269 и 295 мм.

Для осуществления расхаживания и вращения колонны заливочных труб диаметрами 114–168 мм разработана цементирующая головка ГЦУ-3Н-197-300, позволяющая производить операции по цементированию обсадных колонн с двумя разделительными пробками, а также по установке цементных мостов. Головка располагалась между ведущей трубой и вертлюгом.

При установке цементных мостов с использованием эксцентриков (два-три эксцентрика находились на расстоянии 40–50 м друг против друга) производили осевое расхаживание заливочной колонны на длину 10–14 м с вращением ее при ходе вниз с частотой $(0,3–1,0) \text{ с}^{-1}$.

Промысловое исследование эксцентриков показало их высокую эффективность.

14.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

В работах отечественных и зарубежных ученых доказано, что при прочих равных условиях полнота вытеснения бурового раствора цементным зависит, в первую очередь, от режимов течения растворов, величины и различия их реологических параметров. На степень вытеснения и смешения растворов значительное влияние могут оказывать и другие факторы: кавернозность и загрязненность ствола, величина кольцевого зазора и эксцентричность положения труб в скважине, наличие или отсутствие разделительной буферной жидкости, время контакта цементного раствора и буферной жидкости с трубами и породой и другие факторы.

Вследствие сложности явлений, происходящих при вытеснении, и невозможности теоретического решения вопроса ведется большая исследовательская работа. При этом многие исследователи, не имея приборов для определения реологических свойств растворов и не зная фактического режима течения, получаемые результаты ставили в зависимость от скорости движения жидкостей в скважине или модели.

При изучении выноса разбуренной породы потоком бурового раствора Р.И. Шищенко было обнаружено, что при средней объемной скорости 0,15 м/с поток может занимать 1/4 или даже 1/5 часть всего сечения. При увеличении средней скорости эта неравномерность сглаживается. Подробно вопросом влияния скорости на качество цементирования скважин занимались М.А. Абдинов и С.М. Кулиев в полупромышленных условиях. В результате было установлено следующее:

- 1) с увеличением скорости восходящего потока улучшается процесс вытеснения бурового раствора цементным;
- 2) наличие в кавернозной части загустевших масс бурового раствора резко уменьшает полноту вытеснения;
- 3) во всех случаях на стенках скважин остается плотная глинистая прослойка, делающая невозможным непосредственный контакт цементного раствора с породой.

Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюк и Н.Г. Гелетий считают, что при цементировании скважин достаточно ограничиться ламинарным ($Re' = 700 \div 1200$) потоком, при котором коэффициент вытеснения составляет 80–90 %, а толщина остающегося пограничного слоя бурового раствора значительно меньше, чем при переходном ($Re' = 1300 \div 2300$) режиме от ламинарного к турбулентному. Рекомендуемые ими скорости находятся в пределах 0,75–1,5 м/с.

Практически турбулизация потока жидкости может быть достигнута и при указанных скоростях, если предварительно растворы подвергнуть специальной обработке.

Отрицательные последствия неудовлетворительного замещения бурового раствора цементным объясняются еще и тем, что в месте контакта часто образуются очень вязкие, трудно прокачиваемые пробки, которые являются

одной из основных причин значительного повышения давления, приводящего нередко к остановке цементирования и другим авариям.

Объемы зон смешения, по наблюдениям, при цементировании некоторых скважин составляли 33–75 % объема закачиваемого в скважину тампонажного раствора, что соответствовало вытеснению из заколонного пространства только 40–60 % бурового раствора.

П. Мензул отмечает, что размеры зоны смешения для химически не реагирующих между собой жидкостей определяются непосредственно величиной отношения вязкостей вытесняемой к вытесняющей жидкости. Если вязкость последней выше, то зона смешения невелика. Однако загрязнение большинства водных буровых растворов портландцементом приводит к значительному возрастанию вязкости бурового раствора, вследствие чего свежий цементный раствор проходит в отдельных местах протоками сквозь вытесняемую массу, а это приводит к тому, что очистка ствола скважины от бурового раствора резко ухудшается.

Применение буферной жидкости и увеличение скорости, наряду с другими мероприятиями, позволяют предотвратить смешение и обеспечить более полное заполнение затрубного пространства цементным раствором. Об этом свидетельствует и опыт установки цементных мостов в б. объединениях «Краснодарнефтегаз» и «Грознефть».

Ниже приводятся несколько примеров, характеризующих влияние небольшой скорости и отсутствия буферной жидкости на качество получаемых мостов.

Скв. 1 Кропоткинская. Мосты для забуривания второго ствола устанавливались в интервале 2955–2864 м, в кавернозном участке со средним диаметром 30–35 см. Параметры бурового раствора были следующими: плотность – 1,25 г/см³, вязкость по СПВ-5 – 40 с.

В качестве заливочных труб применяли 114-мм бурильные трубы.

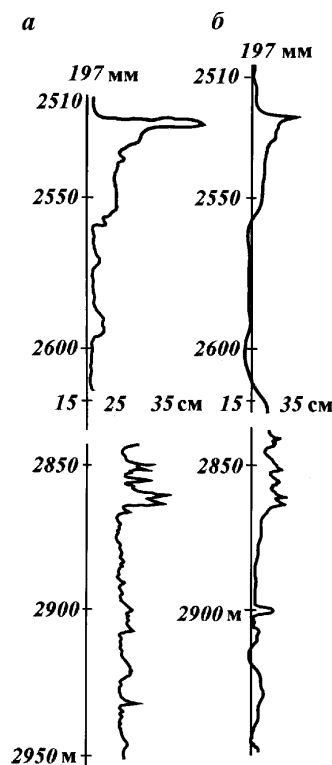
При установке первого моста в интервале 2970–2875 м было затворено 4 т цементно-песчаной смеси состава 2:1. В операции участвовало два цементировочных агрегата. Достигнутая скорость подъема раствора в кавернозной части не превышала 0,10–0,11 м/с, что предопределило установку ненадежного моста. В отдельных местах кавернозная часть скважины была не полностью заполнена цементным раствором. Все попытки забурить второй ствол оказались безуспешными.

При установке второго моста в интервале 2938–2874 м число агрегатов и состав смеси остались без изменения. Мост установили, но по тем же причинам забурить новый ствол не смогли. Сравнение кавернограмм (рис. 14.2) показало, что после неоднократных установок мостов кавернозность ствола уменьшается. Аналогичное положение было зарегистрировано при сравнении кавернограмм после установки двух мостов в интервале 2635–2540 м. Таким образом, установка мостов может быть рекомендована в качестве эффективного мероприятия в борьбе с кавернообразованием на осложненных участках ствола скважины, особенно если добиться получения надежного моста.

Положительный опыт цементирования кавернозной части ствола при проводке скважин с промывкой водой в Татарии свидетельствует о возможности применения этого мероприятия и в скважинах, которые бурят с использованием буровых растворов.

Скв. 5 Кропоткинская. Мосты для забуривания второго ствола устанавливались в интервале 2300–2200 м, пробуренном долотами № 14. В качестве

Рис. 14.2. Кавернограммы скв. 1 Кропоткинская:
a — первый замер при следующих показателях: $\rho = 1,24 \text{ г/см}^3$, $B = 40 \text{ с}$; *б* — второй замер (через 2,5 мес);
 $\rho = 1,24 \text{ г/см}^3$, $B = 30 \text{ с}$



заливочных труб применялись 141-мм бурильные трубы. Участие в операциях только одного агрегата предопределило получение небольших скоростей подъема раствора, которые в суженной части ствола составляли 0,10–0,12 м/с, а в кавернозной — 0,015 м/с. Прочность мостов определялась через 48 ч ОЗЦ при нагрузке 100–150 кН. Первый мост устанавливали в интервале 2283–2200 м, израсходовав 12 т цемента. Из-за высокой кавернозности недоподъем цементного раствора составил 28 м.

На участке 2245–2255 м диаметр ствола достигал 60–70 см, в связи с чем удовлетворительное заполнение указанной части ствола цементным раствором было невозможно. Получение ненадежного моста в кавернозной части скважины в последующем обусловило интенсивный вынос глинистой и гель-цементной массы, частые проваливания инструмента на 20–30 см и неудачный исход забуривания второго ствола.

Второй мост установили в интервале 2300–2205 м. На участке 2241–2252 м при забуривании нового ствола наблюдались те же явления, что и после установки первого моста. Ниже каверн мост оказался монолитным и прочным, что подтверждалось плохой буримостью его даже при нагрузке 40–50 кН. Механическая скорость проходки в интервале 2261–2270 м не превышала 7 м/ч.

Скв. 30 Майкопская. Мосты устанавливались для забуривания второго ствола (кривизна в интервале установки моста составляла 6°, средний диаметр — 310 мм). В качестве заливочных труб применялся 141-мм бурильный инструмент, спущенный на глубину 2120 м. Срезка кровли моста не производилась. Было затворено 12 т цемента, обработанного 0,7 % ССБ. По данным лабораторных исследований, начало схватывания раствора при темпе-

ратуре 110 °С и давлении 400 МПа происходило через 1 ч 30 мин. Расчетная высота моста составляла 120 м. Скорость подъема тампонажного раствора была равна 0,37 м/с. После окончания продавки подняли 200 м труб и произвели обратную промывку. Во время промывки на поверхность был вымыт гель-цемент, в объеме которого намного превышал объем цементного раствора, оставляемого в трубах при расчете системы на равновесие, что свидетельствовало об интенсивном смешении растворов в процессе их закачки и продавки, а также об образовании большой зоны смеси в затрубном пространстве. Как было показано позднее, увеличению объема гель-цементной массы в скважине в немалой степени способствовало применение бурильных труб.

Скв. 108 Али-Юрт. Мосты устанавливались для забурирования второго ствола в скважине диаметром 140 мм. В качестве заливочных труб применялись 89-мм бурильные трубы. Параметры бурового раствора: плотность — 1,85 г/см³, вязкость по СПВ-5 — 35 с, СНС_{1/10} = 4,9/14,7 МПа. Естественный угол падения пород — 67°. Кривизна ствола скважины составляла 6–9°. В интервале 2268–2524 м трижды устанавливались цементные и цементно-песчаные мосты, но забурить новый ствол не смогли, несмотря на заданный жесткий режим бурения и применение различных типов долот конструкции ГрозНИИ.

Для установки четвертого моста в интервале 2420–2531 м было израсходовано 3 т цементно-песчаной смеси состава 2:1. Раствор при затворении имел плотность 2,00–2,05 г/см³. Высота моста, согласно расчету, не должна была превышать 100 м. После окончания продавки подняли 148 м труб и попытались восстановить обратную циркуляцию, но сделать этого не смогли из-за загустевания цементно-песчаного раствора в трубах. При давлении 18,0–25,0 МПа закачали 1,3 м³ бурового раствора. Затем обнаружили, что трубы в скважине прихвачены, хотя они были подняты выше предполагаемой кровли моста на 50–60 м. Причиной этого явились односторонний подъем тампонажного раствора за трубами и преждевременное его схватывание. Анализ показал, что одностороннему движению раствора способствовали низкая скорость подъема (0,5 м/с), малая величина зазора между трубами и стенками скважины, высокое значение СНС бурового раствора, большая кривизна ствола и эксцентричное расположение инструмента в скважине.

14.7. ВЛИЯНИЕ ПОГЛОЩЕНИЯ РАСТВОРА, ВОДООТДАЧИ И ВОДООТСТОЯ

Наличие в скважине поглощений вызывает дополнительные трудности при установках мостов. Например, на месторождениях б. объединения "Гроз-нефть" (Карабулак, Ачалуки, Заканкул) осложнения были вызваны наличием в разрезе скважин сильнотрещиноватых известняков верхнего и нижнего мела. Влияние поглощения можно проследить на примере установки моста в интервале 3005–3122 м на скв. 24 Заманкул, где после окончания срока ОЗЦ мост был встречен на 43 м ниже места срезки кровли моста. В тех случаях, когда поглощения в скважине отсутствуют, кровля моста обнаруживается, как правило, на 0,5–2,5 м ниже места срезки.

В табл. 14.7 приведены данные о влиянии водоотдачи и водоотстоя на уменьшение первоначальной высоты моста. Седиментационные процессы, протекающие в цементном растворе до возникновения в нем прочной структуры во время образования коллоидных растворов, очевидно, не играют существенной роли, так как к концу периода доставки тампонажного раствора к месту назначения последний успевает тщательно перемешаться, прогреться и приобрести соответствующие структурно-механические свойства, обеспечивающие удержание твердых частиц во взвешенном состоянии.

Влияние водоотдачи и водоотстоя при установках мостов, по-видимому, сказывается в значительно меньшей степени, чем при цементировании колонн, требующем большого расхода материалов и обеспечения гарантийного подъема тампонажного раствора на большую высоту. Однако не учитывать эти факторы нельзя.

В обсаженной скважине возможны следующие варианты, при которых уменьшается первоначальная высота моста.

1. Цементный раствор закачан в интервал перфорации. Под действием перепада давления происходит отфильтровывание части свободной воды в проницаемые горизонты, против которых образуется плотная корка из обезвоженного цементного раствора. Сокращение объема воды в растворе является причиной уменьшения высоты моста.

2. Цементный раствор закачан выше интервала перфорации. Поглощений в скважине нет. В этом случае осаждение границы кровли моста произойдет в результате водоотстоя, протекающего почти во всех цементных растворах. В качестве эффективного мероприятия по борьбе с указанными явлениями рекомендуется снижение водоотдачи и повышение стабильности используемых тампонажных растворов. В последние годы этому вопросу было посвящено много работ отечественных и зарубежных исследователей. В работах отмечалось, что в результате водоотдачи в окружающие породы цементный раствор обезвоживается, теряет подвижность, быстрее схватывается, вследствие чего наблюдалось много случаев оставления большого количества цементного раствора в трубах. Одновременно это является причиной и общего резкого снижения качества цементирования скважин из-за необ-

Таблица 14.7

Влияние водоотстоя и водоотдачи цементного раствора на качество моста

Номер скважины	Диаметр колонны, мм	Диаметр заливочных труб, мм	Место срезки верхней части моста, м	Глубина, на которой обнаружена верхняя часть моста, м	Примечание
18 Майкопская	146	60 × 73	2854	2856	Испытание при нагрузке 110 кН
	146	60 × 73	2825	2826	
23 Майкопская	146	60 × 73	2838	2840	
1 Ново-Алексеевская	146	60 × 73	3205	3206	
10 Крыловская	146	73	2370	2370,8	
9 Крыловская	146	73	2423	2424	
2 Бейсугская	146	73	795	796	
1 Некрасовская	146	60 × 73	3434	3436	Опробование испытателем ГрозНИИ Испытание при нагрузке 120 кН
5 Ладожская	273	141	1955	1956	
7 Южно-Советская	146	60 × 73	3036,3	3038	
44 Армавирская	146	60 × 73	2296	2298	
42 Армавирская	146	60 × 73	2248	2248,5	
5 Ладожская	146	60 × 73	3479	3480	
3 Темиргоевская	146	60 × 73	4307	4309	
29 Сердюковская	146	60 × 73	2688	2690,5	Испытание нагрузкой 150 кН и снижением уровня жидкости на 589 м Снижение высоты моста компрессором при $p = 8,0$ МПа
36 Майкопская	146	73	2810	2812	

ходимости постоянного уменьшения скорости продавливания растворов в период непрерывного роста давлений. Поэтому широко применяются цементные растворы с пониженной водоотдачей.

Для снижения водоотдачи растворов широко используют бентонитовую глину, КМЦ и гипан. Кроме того, гипан в комбинации с хромпиком является очень хорошим замедлителем.

14.8. СУБЪЕКТИВНЫЕ ФАКТОРЫ

На качество цементирования скважин оказывают влияние и субъективные факторы, целиком зависящие от исполнителей. В тех случаях, когда в процессе работ допускаются грубые ошибки и просчеты, происходят аварии и осложнения, нередко заканчивающиеся ликвидацией скважин.

Частыми ошибками являются неточности, допускаемые при подсчете необходимого количества продавочной жидкости. Основная причина — незнание фактического коэффициента сжатия бурового раствора и неумение его определить при необходимости. Методы разбавления позволяют быстро и достаточно точно определять коэффициент сжатия продавочного раствора непосредственно перед цементированием скважины. Влияние указанного фактора особенно заметно там, где для установки моста затворяется малое количество цементного раствора, который, в лучшем случае, только частично поступает в затрубное пространство, так как количество продавочной жидкости, как правило, оказывается меньше необходимого. Поэтому значительная часть тампонажного раствора во время срезки оказывается вымытой на поверхность, а это приводит к тому, что цементного моста или вовсе не оказывается, или он имеет малую высоту. Аналогичные случаи имели место в скв. 26 Сердюковская, 30 Майкопская, 32 Заманкул и др.

Скв. 32 *Заманкул*. Первые два моста устанавливались в интервалах 2128—2203 и 2111—2211 м. Затворялась 1 т цемента. Перед и за цементным раствором закачивались водяные пробки объемом 0,5 и 0,2 м³. После подъема 60-мм насосно-компрессорных труб производили срезку моста обратной промывкой, во время которой по количеству откачиваемой агрегатами промывочной жидкости подсчитывали количество воды и цементного раствора, выходящих из скважины. Объем вымываемого цементного раствора всегда оказывался больше расчетного на 0,1—0,3 м³, что указывало на недокачку бурового раствора из-за неучета его коэффициента сжатия.

По тем же причинам окончилась неудачей и установка третьего моста на глубине 2121—2248 м.

Четвертый мост устанавливался в интервале 2082—2235 м. Было затворено 1,5 т цемента. При срезке восстановить циркуляцию не удалось из-за преждевременного загустевания раствора. После подъема инструмента установили, что было зацементировано 208 м труб. Причиной оставления большого количества цементного раствора в трубах является неточность в определении количества продавочной жидкости из-за незнания коэффициента сжатия жидкости.

Указанные причины привели к многочисленным случаям неудачных установок мостов на Прикубанской площади Ставропольского края. Увеличение надежности мостов и закачка в скважину цементного раствора (по объему почти вдвое больше расчетного количества) положительных результатов не дали. Вымывание всего количества цементного раствора указывало на явную недокачку продавочной жидкости. В связи с этим стали брать поправку

на $0,1 - 0,4 \text{ м}^3$, что привело к уменьшению числа неудачных цементирований, но полностью не устранило их.

В некоторых случаях при использовании многокомпонентных смесей допускаются ошибки при определении необходимого количества тампонажных материалов и объема затворяемого раствора. В этом случае рекомендуется пользоваться методикой для определения массового содержания компонентов в тампонажных смесях различного состава и плотности.

Нередко по вине обслуживающего персонала цементировочных агрегатов допускаются перекачки или недокачки бурового раствора, приводящие иногда даже к прихвату заливочных труб (скв. 108 Али-Орт, объединение "Грознефть").

Случаи неудачных установок мостов из-за выхода из строя заливочных агрегатов или подъемного бурового оборудования довольно редки.

Большое значение имеют правильные подбор и дозировка реагентов-защелителей. Известно, что рецептура раствора, подобранная в лаборатории, должна строго выдерживаться при цементировании скважин, особенно глубоких, высокотемпературных. Нарушение этого правила на скв. 5 Южно-Советская явилось причиной прихвата насосно-компрессорных труб при установке моста в 146-мм колонне в интервале 3150–3177 м. Предварительный анализ шлакового раствора при температуре 115°C и давлении 40,0 МПа (учтено снижение температуры во время циркуляции) показал, что при обработке его 0,4 % КМЦ ($V/C = 0,45$) начало схватывания раствора составило более 3 ч.

При цементировании было затворено 2 т шлака. Была допущена следующая ошибка: требуемые 8 кг КМЦ были растворены не в 900 л воды, а в 2200 л. Это привело к снижению содержания КМЦ в затворяемом растворе до 0,16 %. Поэтому уже через 1 ч не смогли произвести срезку кровли моста даже при давлении 28,0 МПа. Трубы оказались прихваченными.

При установке мостов допускаются и другие ошибки: неправильное определение длины заливочного инструмента, засоренность инструмента цементным раствором, оставшимся после предыдущего цементирования, и т.д.

Отрицательное влияние этой группы факторов легко устраняется при правильном и точном ведении работ. Поэтому изучение накопленного опыта позволит ликвидировать все еще допускаемые иногда отдельными работниками промахи и ошибки.

14.9. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ГИДРАВЛИКИ РАСТВОРОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

14.9.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

С ростом объемов глубокого бурения назрела необходимость определять характер изменения реологических свойств цементных растворов в зависимости от температуры, давления, водоцементного отношения, режима течения, наличия разделительных жидкостей, количества вводимых замедлителей и других факторов.

Изучение характера изменения структурной вязкости η и предельного динамического напряжения сдвига τ_0 растворов позволит, с одной стороны, определить потери давления в циркуляционной системе и, с другой стороны, уточнить причины многочисленных случаев прихватов насосно-компрессорных труб при установке мостов или невозможности продавки цементного раствора после кратковременных установок. В подобных случаях эти явления объясняют преждевременным схватыванием растворов. В действительности происходит резкое повышение вязкости и потеря прокачиваемости.

Впервые на свойство тампонажных растворов из портландцемента загустевать раньше времени начала схватывания обратил внимание Р.И. Шищенко. Затем данным вопросом занимались многие ученые, которые считали преждевременное загустевание следствием аномальной ранней гидратации. Случаи, связанные с указанным явлением, нашли отражение во многих трудах. Интенсивные загустевания растворов, возникавшие на 30–60 мин раньше начала схватывания, отмечены во время установок мостов в скв. 1 и 2 Ладожские, 30 Майкопская, 503 Полина-Горская, 108 Али-Юрт, 26 Сердюковская и др. В связи с этим экспериментальное изучение закономерностей изменения значений η и τ_0 представляет большой практический интерес.

В зависимости от структурообразования системы для изучения реологических свойств растворов применяются две группы методов. Большое значение имеет правильный выбор метода исследования для изучения зависимости между реологическими параметрами: напряжением и деформацией во времени.

Методы первой группы используются для исследования сильно структурообразовательных систем и основаны на применении коаксиальных цилиндров, конического пластометра, смещения пластины и т.д. Методы второй группы используются для изучения относительно слабо структурообразовательных систем и основаны на измерении скорости их течения через капиллярную трубку в зависимости от приложенного давления.

Для изучения реологических свойств цементных и шлаковых растворов различного состава был использован усовершенствованный капиллярный ви-

скозиметр [147], позволяющий определять значения структурной вязкости и предельного динамического напряжения сдвига при атмосферном давлении, температуре до 90 °С и интенсивности перемешивания в пределах 0–400 об/мин. В опытах интенсивность перемешивания поддерживалась равной 100–120 об/мин.

Цементные растворы по вязкопластическим свойствам являются более сложными системами, так как процессы структурообразования в них обуславливаются, главным образом, не физическими, а химическими процессами, непрерывно изменяющими состав и концентрацию компонентов смеси. Поэтому воспроизводимость реологических свойств одних и тех же цементных растворов практически невозможна. На основании этого была установлена необходимость исследования процессов во времени.

Достаточно четкая картина изменения реологических свойств может быть получена после исследования графиков функциональных зависимостей

$$\eta = f(t), \eta = \varphi(T), \tau_0 f(t) \text{ и } \tau_0 = \varphi(T),$$

где t — время; T — температура.

Значения η и τ_0 определяются для зоны пластической деформации, выраженной отрезком прямой на кривой для структурообразующих систем, и выражаются уравнением

$$v = \frac{K}{\eta} (p - p_d), \quad (14.11)$$

где v — скорость протекания объема жидкости V между метками длительной воронки за время t ; K — коэффициент, определяемый геометрическими параметрами системы; p_d — добавочное давление, необходимое для разрушения структуры.

Структурная вязкость после дифференцирования выражения (14.11) определится из уравнения

$$\eta = K \frac{\delta p}{\delta(1/t)}. \quad (14.12)$$

Величина структурной вязкости может быть выражена в конечных разностях

$$\eta = K' \frac{\Delta p}{\Delta(1/t)}, \quad (14.13)$$

где Δp — разность давлений; $\Delta(1/t)$ — разность объемных скоростей предыдущего и последующего измерений.

Значение константы K' определялось по касторовому маслу из выражения

$$K' = \eta/\rho t. \quad (14.14)$$

Данные о величине K' были обработаны в соответствии с методом вариационной статистики [258] и приведены в табл. 14.8, в которой приняты следующие обозначения: N — число опытов; K' — средневзвешенное значение константы; v — коэффициент вариации; A — показатель асимметрии; m_g — ошибка показателя геометрии; E — показатель эксцесса; m_e — ошибка показателя эксцесса.

Таблица 14.8

Результаты обработки данных

Размеры капилляров, мм		N	$K' \cdot 10^3$	v	A/m_g	E/m_e
Диаметр	Длина					
1,86	760	15	2,51	2,86	—	—
3,39	799	17	20	5,9	1,29	1,08
3,66	798	18	25,9	2,39	—	—

Как видно из данных табл. 14.8, коэффициент вариации не превосходит 5,9 %, что соответствует первому классу точности измерений; последние две графы таблицы указывают, что распределение значений следует нормальному закону.

При исследовании реологических свойств тампонажных растворов замеры структурной вязкости производились через каждые 30 мин, а каждый замер представлял серию пяти-шести определений. Как правило, определенные значения η незначительно различаются между собой, что дает право, в соответствии с законами математической статистики, взять простую среднюю величину из трех-пяти однообразных определений.

Динамическое напряжение сдвигу выражается формулой

$$\tau_0 = P_d \frac{r}{2l}, \quad (14.15)$$

где r — радиус капилляра, определяемый при калибровке ртутью; l — длина капилляра.

Величина P_d определялась как из графика $1/\tau = f(p)$, так и аналитически. Графическое определение удобно и обеспечивает достаточную точность. После некоторых преобразований уравнения (14.11) получено аналитическое выражение, пригодное для практической обработки результатов измерений:

$$P_d = P - \frac{\Delta p}{t\Delta(1/t)}. \quad (14.16)$$

При исследовании была проведена серия параллельных опытов с различными капиллярами для определения инвариантных значений η и τ_0 .

Исследования показали, что применение капилляров диаметрами 1,86; 3,39 и 3,66 мм обеспечивает инвариантность изменения во времени абсолютных значений η только до величины 200 мПа·с.

Для капилляров диаметрами 3,39 и 3,66 мм эта закономерность прослеживается на всем интервале изменения η , поэтому при исследованиях использован капилляр диаметром 3,66 мм.

14.9.2. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНЫХ И ЦЕМЕНТНО-ПЕСЧАНЫХ РАСТВОРОВ

В опытах использовались цемент для "горячих" скважин завода "Октябрь", песок кубанский и раствор ССБ плотностью $\rho = 1,32$ г/см³. Во всех случаях водоцементное отношение составляло 0,45. Цементный раствор характеризовался следующими данными: плотность — 1,88 г/см³, растекаемость по конусу — 16,0 — 16,5 см; сроки схватывания при $T = 75$ °С и $p = 0,1$ МПа — 2 ч 00 мин — 2 ч 30 мин.

Таблица 14.9

Гранулометрический состав песка

Размер от-верстия сита, мм	Частный остаток на сите		Полный остаток на сите, %
	г	%	
0,6	0,8	0,8	0,8
0,3	34,15	34,15	34,95
0,15	59,0	59,0	93,95
0,06	5,07	5,07	—
0,06	0,98	0,98	—

Таблица 14.10

Рецептуры цементно-песчаных растворов

Условное обозначение раствора (см. рис. 14.3)	Состав раствора, массовая часть			ССБ, % (от массы цемента)	Плотность, г/см ³	Растекаемость по конусу, см
	Цемент	Песок	Вода			
1	1	—	0,45	—	1,88	16—16,5
1'	1	—	0,45	0,4	1,88	22—22,5
2	3	1	1,35	—	1,99	13
2'	3	1	1,35	0,4	1,99	21—21,5
3	2	1	0,90	—	2,02	12
3'	2	1	0,90	0,4	2,02	20—20,5

Химический состав (%) песка был следующим: SiO_2 — 83,72; R_2O_3 — 9,35; CaO — 3,86; MgO — 0,18; MnO — 0,09; потери при прокаливании — 1,77; H_2O — 41.

В табл. 14.9 приведены данные о гранулометрическом составе песка.

Средняя крупность песка составила 0,257 мм. Песок кубанский характеризуется средними по крупности размерами частиц (0,25—0,30 мм).

Исследование цементных и цементно-песчаных растворов проводилось при температурах 20, 40, 60, 80 °С (рис. 14.3). Рецептуры растворов и их характеристика приведены в табл. 14.10.

Исследования вязкопластических свойств растворов позволили установить, что цементные и цементно-песчаные растворы имеют явно выраженную структурную вязкость. Из зависимостей, представленных на рис. 14.3, видно, что повышение температуры от 20 до 80 °С не оказывает существенного влияния на статическое напряжение сдвига, так как во всех случаях прослеживается закономерный рост структурной вязкости во времени. Абсолютная величина прироста наиболее значительная у цементно-песчаных растворов. Сравнение кривых 1, 2, 3 (рис. 14.3, а), полученных при температуре 20 °С, с аналогичными кривыми (рис. 14.3, в и г), полученными при температуре 60 и 80 °С, показывает, что при высоких температурах в начальный период затворения значение структурной вязкости почти вдвое ниже вязкости, которая получается при $T = 20$ °С. Темп увеличения вязкости тем больше, чем выше температура.

Цементно-песчаные растворы в настоящее время широко применяются при установках мостов в глубоких скважинах, однако использование их без добавок понизителей вязкости не всегда возможно. В связи с этим изучалось влияние добавок 0,4 % ССБ 50 %-ной концентрации на снижение динамической (структурной) вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_0 растворов.

Введение ССБ, как видно из рассмотрения кривых 1', 2', 3' (см. рис. 14.3), резко снижает динамическую вязкость растворов, особенно при низких температурах. Например, при $T = 20\div 40$ °С значение η после ввода ССБ снижается в 2—2,5 раза.

Из данных табл. 14.10 также видно, что растекаемость растворов по конусу АзНИИ после введения ССБ увеличивается от 12—13 до 20—21,5 см.

При температуре 80 °С применение ССБ также способствует интенсивному снижению величины структурной вязкости растворов при одновремен-

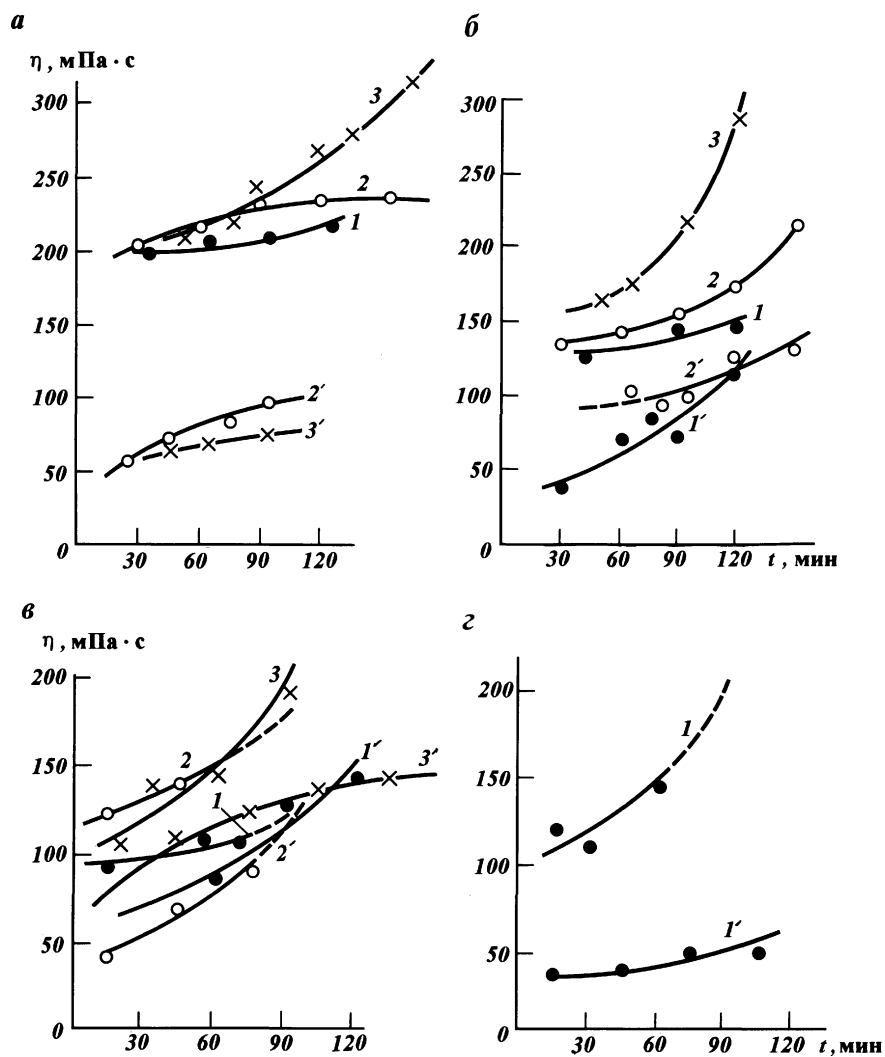


Рис. 14.3. Зависимость структурной вязкости от температуры:
 а, б, в, г — температура соответственно 20, 40, 60, 80 °С; 1 — цементный раствор с В/Ц = 0,45; 1' — то же и 0,4 % ССБ; 2 — цемент: песок + 3:1, В/Ц = 0,45; 2' — то же и 0,4 % ССБ; 3 — цемент: песок = 2:1, В/Ц = 0,45; 3' — то же и 0,4 % ССБ

ном замедлении их сроков схватывания. Поэтому использование ССБ дает возможность проводить работы в период вынужденных остановок циркуляции в течение 5–10 мин, так как при этом прокачиваемость раствора не ухудшится. Это позволяет сделать вывод, что использование цементных и цементно-песчаных растворов без обработки их химическими реагентами может быть рекомендовано только для неглубоких скважин; во всех остальных случаях для обеспечения надежного цементирования скважин необходимо применять ССБ или другие реагенты-понижители вязкости. Однако замечены случаи повышения вязкости тампонажных растворов при введении ССБ в случае смешения их с буровыми растворами.

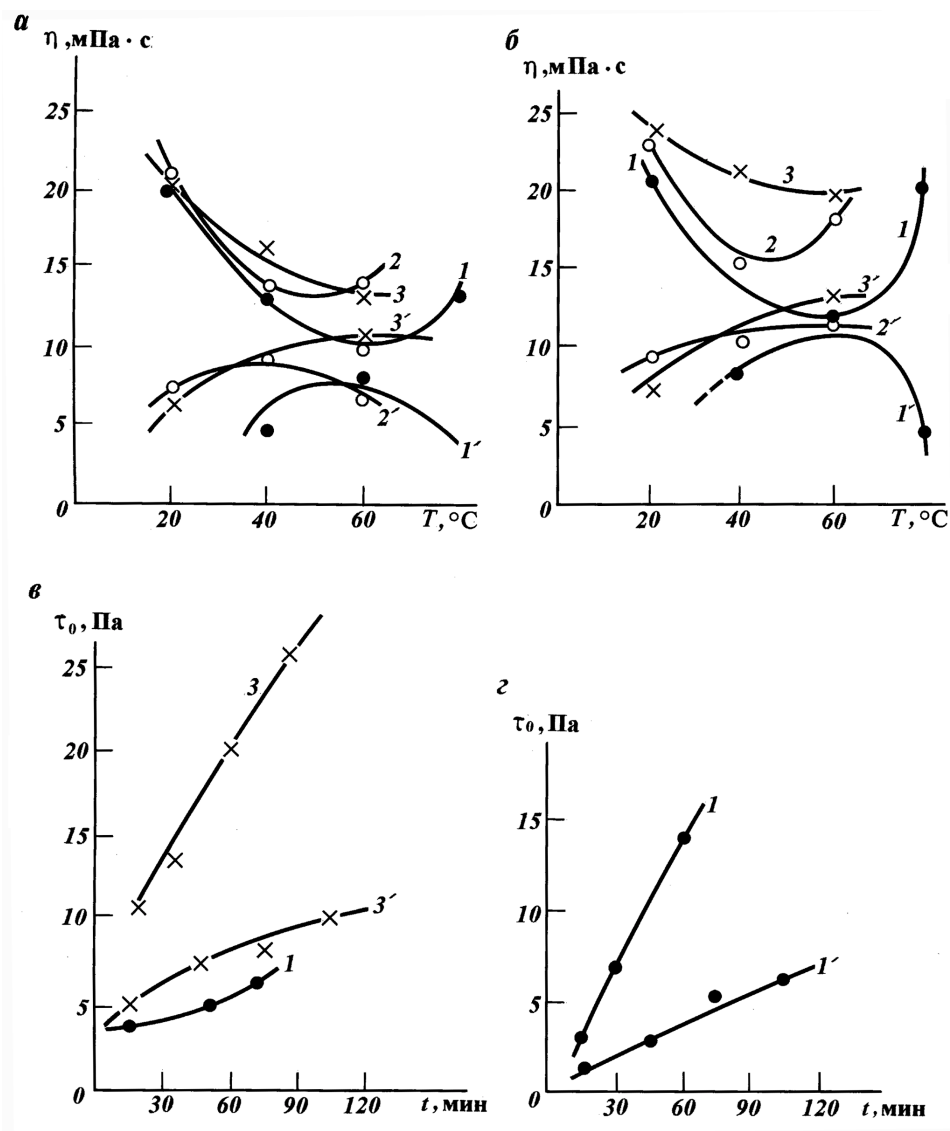


Рис. 14.4. Изменение структурной вязкости (а-б) и предельного динамического напряжения сдвига (в-г), цементных и цементно-песчаных растворов, выдержанных после затворения при непрерывном перемешивании и различных температурах:

а, б — при непрерывном перемешивании в течение соответственно 45 и 90 мин; в, г — при температуре соответственно 60 и 80 $^{\circ}\text{C}$. Остальные условные обозначения см. рис. 14.3

В настоящей работе приводится также анализ характера изменения динамической вязкости цементных и цементно-песчаных растворов, выдержанных после затворения при непрерывном перемешивании и различных температурах в течение 45 и 90 мин. Рассмотрение кривых 1, 2, 3 (рис. 14.4) показывает, что вязкость растворов интенсивно уменьшается с увеличением температуры до 50–60 $^{\circ}\text{C}$. Наиболее резко величина структурной вязкости

снижается у цементного раствора. Дальнейшее повышение температуры ведет к росту вязкости и свидетельствует о нарастании процессов структурообразования. Ввод ССБ позволяет значительно сократить абсолютные величины динамических вязкостей растворов (см. рис. 14, кривые 1', 2', 3').

Аналогична картина изменения структурной вязкости растворов, выдержанных после затворения при различных температурах в течение 90 мин (рис. 14.4, б), которая четко характеризуется кривой, свидетельствующей об интенсивном росте вязкости и диапазоне температур 60–80 °С при $T = 80$ °С, переходящей почти в прямую, параллельную оси ординат. Это соответствует началу схватывания раствора.

Характер изменения предельного динамического напряжения сдвига растворов в зависимости от времени $\tau_0 = f(t)$ показан на рис. 14.4, в, г, из которого видно, что величина τ_0 сильно зависит от состава тампонажного раствора. Во всех случаях прослеживается закономерное увеличение указанных значений, что свидетельствует о нарастании процессов структурообразования. Характерно, что темп роста величины τ_0 тем больше, чем выше температура.

Введение ССБ позволяет не только уменьшить абсолютные значения сдвига, но и значительно снизить темп их роста во времени. Величина τ_0 для необработанного раствора в 3 раза выше, чем для раствора, обработанного ССБ. Это подтверждает необходимость ввода понизителей вязкости, количества которых должны подбираться в лаборатории на основании реологических исследований применительно к конкретным условиям цементирования скважин.

Рассмотрим, насколько эффективно действие ввода ССБ на снижение критической скорости течения цементного раствора при установке мостов в 146-мм колонне с помощью 73-мм насосно-компрессорных труб.

Известно, что для вязкопластичных жидкостей режим их движения в трубах определяется из выражения

$$Re'_{тр} = \frac{\gamma v d_0}{g \eta \left(1 + \frac{\tau_0 d_0}{6 \eta v} \right)}, \quad (14.17)$$

а в кольцевом пространстве из выражения

$$Re'_{к.п} = \frac{\gamma v (D - d)}{g \eta \left[1 + \frac{\tau_0 (D - d)}{6 \eta v} \right]}, \quad (14.18)$$

где v — скорость движения, см/с; γ — удельный вес, Н/см³; d_0 — внутренний диаметр трубы, см; g — ускорение свободного падения, см/с²; η — структурная вязкость, Па·с; τ_0 — предельное динамическое напряжение сдвига, Па; D — наружный диаметр кольца, см; d — внутренний диаметр кольца, см.

Структурный режим течения имеет место при $Re' \leq 2000$ и $Re'_{к.п} \leq 1600$, а турбулентный — при $Re'_{тр} \geq 3000$ и $Re'_{к.п} \geq 3000$.

Значения реологических параметров η и τ_0 взяты для момента времени, соответствующего 30 мин после начала затворения тампонажного раствора и нахождению его в движении в трубах или в кольцевом пространстве.

Таблица 14.11

Условное обозначение раствора (см. рис. 14.4)	Температура, °С	Состав раствора, массовая доля			ССБ, % от веса цемента	Реологические параметры раствора		Плотность, г/см ³	Скорость (м/с) при			
									Re' = 2000	Re' = 1600	Re' = 3000	
		Цемент	Песок	Вода		η, Па·с	τ ₀ , Па		v _{тр}	v _{к.п}	v _{тр}	v _{к.п}
1	20	1	—	0,45	—	0,20	9,32	1,88	3,78	3,62	5,5	6,58
1'	80	1	—	0,45	0,4	0,036	2,1	1,88	0,98	0,91	1,32	1,48
3	20	2	1	1	—	0,21	18,4	2,02	3,99	3,86	5,67	6,67
3'	20	2	1	1	0,4	0,06	3,8	2,02	1,37	1,37	1,88	2,15

Требуемые скорости течения растворов определены из выражений, полученных после решения выражений (14.17) и (14.18) относительно

$$v_{\text{тр}} = \frac{3 \text{Re}'_{\text{тр}} g \eta \pm \sqrt{(3 \text{Re}'_{\text{тр}} g \eta)^2 + 6 \text{Re}'_{\text{тр}} g \eta d_0^2 \tau_0}}{6 \gamma d_0}, \quad (14.19)$$

$$v_{\text{к.п}} = \frac{3 \text{Re}'_{\text{к.п}} g \eta \pm \sqrt{(3 \text{Re}'_{\text{к.п}} g \eta)^2 + 6 \text{Re}'_{\text{к.п}} g \eta (D - d)^2 \tau_0}}{6 \gamma (D - d)}, \quad (14.20)$$

В расчеты должны приниматься только максимальные значения скоростей, так как минимальные их величины получаются с отрицательным знаком, что не имеет смысла.

Данные об использованных растворах и результаты расчетов приведены в табл. 14.11.

Расчеты показали, что при использовании необработанных реактивами портландцементных растворов с пониженным значением водоцементного фактора для турбулизации потока требуются довольно высокие скорости, достигающие 5,5–6,58 м/с. При использовании раствора, обработанного 0,4 % ССБ, требуемые скорости снижаются на 1,32–1,48 м/с, т.е. в 4–4,5 раза. Аналогичная картина наблюдается и с цементно-песчаными растворами. Введение 0,4 % ССБ снижает необходимые скорости потока от 5,67–6,67 до 1,88–2,15 м/с, т.е. более чем в 3 раза.

14.9.3. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНЫХ И ЦЕМЕНТНО-ПЕСЧАНЫХ РАСТВОРОВ, ОБРАБОТАННЫХ ХЛОРИСТЫМ НАТРИЕМ

Если в глубоких скважинах, содержащих в интервалах установок мостов сильно минерализованные пластовые воды или соленосные отложения, используются пресные растворы, то возникают значительные осложнения, связанные с размывом соленосных отложений, отсутствием плотного контакта и сцепления между стенками ствола цементным камнем, нефтегазопроявлениями, быстрым схватыванием раствора и т.д.

В настоящее время цементные растворы, обработанные солью, широко применяются в различных районах Российской Федерации, для которых характерны низкие температуры. Применение в этих условиях растворов,

Таблица 14.12

Физико-механические свойства цементного и цементно-песчаного растворов и камня ($T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 40\text{ МПа}$, $B/C = 0,5$)

Раствор	Содержание NaCl, % (по массе цемента)	Плотность*, г/см ³	Растекание-мощь, см	Сроки схватывания, ч-мин		Механическая прочность**, МПа		Газопроницаемость**, 10 ⁻¹⁵ м ²
				Начало	Конец	Изгиб	Сжатие	
Цементный	0	1,853	17	1–10	2–30	8,0	13,4	0,00
	5	1,891	25	1–25	1–55	5,5	22,9	0,57
	7,5	1,910	25	1–05	1–35			
	10	1,930	24	0–50	1–30	4,8	12,0	0,00
	12,5	1,950	24	0–50	1–30			
Цементно-песчаный	15	1,970	25	1–00	1–30			
	0	1,990	18	1–35	2–30	7,2	18,6	6,06
	5	2,022	19,5	1–10	1–40	5,0	20,7	1,31
	7,5	2,039	19,5	0–50	1–30			
	10	2,054	20	0–45	1–30	3,9	12,7	2,81
	12,5	2,071	20	0–25	0–45			
	15	2,084	20,5	0–50	1–30			

* Определена расчетным путем.
 ** Через 2 сут.

Таблица 14.13

Физико-механические свойства цементного и цементно-песчаного растворов ($p = 40\text{ МПа}$, $B/C = 0,5$)

Раствор	Содержа- ние, % (по массе це- мента)	Сроки схватывания, ч- мин		Механическая проч- ность*, МПа		Газопро- ницае- мость*, 10 ⁻¹⁵ м ²
		Начало	Конец	Изгиб	Сжатие	
T = 100 °C						
Цемент- ный**	0	1—15	3—00	9,1	18,5	0,64
	5	2—10	3—15	10,1	37,6	0,00
	7,5	1—50	3—10	7,9	28,7	0,48
	10	1—35	2—30	6,7	19,5	0,61
	12,5	1—30	2—20			
	15	1—20	2—20			
Цементно- песчаный**	0	2—10	3—00	7,8	20,2	0,58
	5	3—15	4—30	10,9	36,5	0,41
	7,5	2—10	3—30			
	10	2—00	3—30	7,7	23,7	0,83
	12,5	0—50	2—30			
	15	1—40	2—30	6,7	20,1	0,97
T = 120 °C						
Цемент- ный***	0	1—05	1—30	4,0	11,3	16,4
	5	1—50	2—30	4,4	11,0	8,5
	7,5	1—30	3—00			
	10	1—10	2—30	3,5	8,9	10,9
	12,5	1—45	2—30			
	15	1—30	2—30			

* Через 2 сут.

** Обработан 0,4 % КМЦ (по массе цемента).

*** Обработан 0,5 % гипана и 0,25 % хромпика (по массе цемента).

содержащих соли, не вызывает особых трудностей, так как они имеют продолжительные сроки загустевания и схватывания и легко прокачиваются. При цементировании глубоких скважин применение указанных растворов встречает трудности в связи с неизученностью изменения их реологических свойств, в зависимости от концентрации соли, видов применяемых материалов, температуры, давления и других факторов.

Для улучшения технологии цементирования скважин в породах, содержащих соли, были изучены физико-механические и реологические свойства цементных и цементно-песчаных растворов и камня при температуре 80–120 °С и давлении до 40,0 МПа. Ниже приводятся результаты исследований.

Влияние соли на изменение плотности. Затворение тампонажных растворов при $T = 80\text{ °С}$ и $p = 40,0\text{ МПа}$ с добавками до 15 % NaCl к массе цемента (табл. 14.12) приводит к повышению их плотности на 0,10–0,13 г/см³. При равном водоцементном отношении повышение плотности обусловлено изменением концентрации соли в растворе.

Влияние соли на сроки схватывания. Опыты, проведенные при температуре 80 °С (см. табл. 14.12), 100 °С и 120 °С (табл. 14.13) и давлении 40,0 МПа, показали, что сроки схватывания цементных растворов изменяются неравномерно.

Наибольший эффект замедления сроков схватывания для растворов из чистого цемента наблюдается при введении 5 % NaCl от веса цемента. Растеканность растворов при этом увеличивается от 17 до 25 см по конусу АзНИИ.

Влияние соли на реологические свойства. В начальный период затворе-

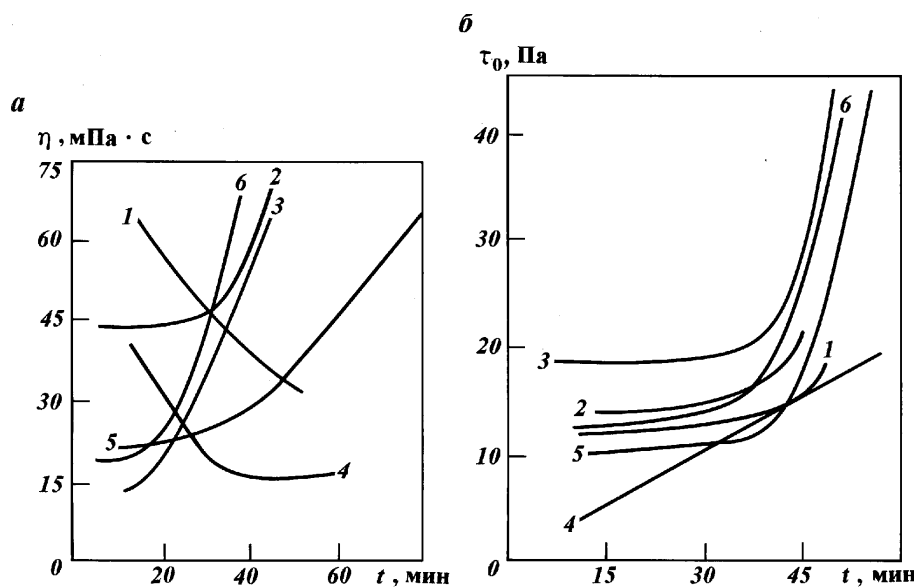


Рис. 14.5. Влияние хлористого натрия на реологические свойства цементных растворов при температуре 80 °С и В/Ц = 0,5:

a — структурная вязкость; $б$ — динамическое напряжение сдвига; 1 — цемент тампонажный; 2 — то же и 2,5 % NaCl; 3 — то же и 5 % NaCl; 4 — то же и 7,5 % NaCl; 5 — то же и 10 % NaCl; 6 — то же и 15 % NaCl.

ния величина структурной вязкости η у необработанных цементных растворов (рис. 14.5) находится в пределах 60 мПа·с.

Введение NaCl приводит к снижению вязкости. Однако при введении 2–3 % NaCl из-за ускорения сроков схватывания снижение структурной вязкости незначительно. Увеличение содержания соли до 7,5 % приводит к уменьшению значения η до 15–16 мПа·с и к сохранению ее на этом уровне почти до начала схватывания цементного раствора. Последующее повышение количества соли приводит к быстрому увеличению вязкости, хотя начальное значение η не превышает 23 мПа·с.

Величина предельного динамического напряжения сдвига τ_0 с введением NaCl у цементного раствора изменяется незначительно. Но и в этом случае оптимальная дозировка соли составляет 7,5 %, так как значение τ_0 в 2 раза меньше, чем у необработанного раствора. Преимущества раствора с оптимальным содержанием особенно заметны через 40–45 мин после начала затворения, так как в отличие от других растворов величина τ_0 изменяется так же, как и в начальный период.

Низкие значения вязкости и напряжения сдвига растворов, обработанных солью, сохраняются в течение продолжительного времени. Это дает возможность не только поддерживать необходимый темп затворения раствора в начальный период, но и без повышения давления обеспечить высокие скорости закачки его в скважину.

Влияние соли на механическую прочность и газопроницаемость (см. табл. 14.12, 14.13). При дозировках соли до 5,0–7,5 % двухсуточная прочность цементно-песчаного камня при изгибе составляет 4,4–11,0 МПа в зависимости от условий твердения.

Дальнейшее увеличение количества соли приводит к уменьшению прочности. Проницаемость камня, содержащего хлористый натрий, незначительна и, как правило, ниже проницаемости камня, не содержащего соли.

14.9.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СМЕШЕНИЯ ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ УСТАНОВКЕ МОСТОВ И ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Важным фактором, влияющим на успешность установки мостов и цементирования скважин, является смешение бурового раствора с тампонажным, в результате чего образуется иная жидкость с отличными реологическими свойствами. Поскольку в большинстве случаев буровые и цементные растворы обрабатываются химическими реагентами, смешение их сопровождается, как правило, образованием труднопрокачиваемых пробок, являющихся одной из основных причин значительного повышения давления. Смешение растворов зависит от их реологических параметров, режима движения, конструкции и глубины скважины, конфигурации ствола, разницы удельных весов и т.д. По данным анализа термограмм, цементограмм и результатов гамма-каротажа цементный и буровой растворы могут смешиваться на очень больших участках.

С целью определения влияния смешения растворов при установке мостов были проведены лабораторные и промысловые исследования. На первом этапе изучалось изменение растекаемости смеси в зависимости от объемного соотношения в ней бурового, шлакового и цементного растворов. Были использованы: макеевский шлак заводского помола, цемент тампонажный для "горячих" скважин и буровой раствор, обработанный УЩР и характери-

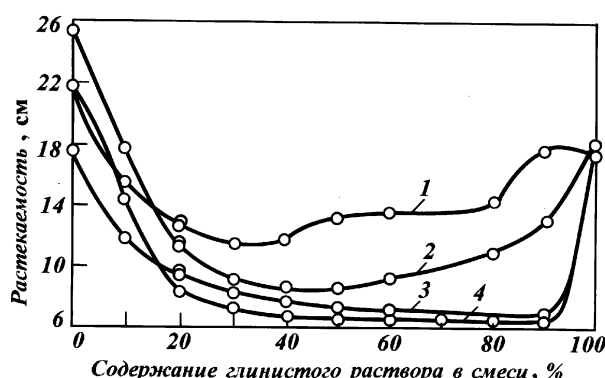


Рис. 14.6. Изменение растекаемости смесей тампонажного и бурового растворов различных составов:

1 — шлаковый и буровой растворы; 2 — то же, 0,4 % ССБ, 0,2 % хромпика и буровой раствор; 3 — портландцементный и буровой растворы; 4 — то же, 0,3 % ССБ, 0,1 % хромпика и буровой раствор

зовавшийся следующими параметрами: плотность — $1,30 \text{ г/см}^3$, вязкость по СПВ-5 — 93 с, $\text{СНС}_{1/10} = 2,7/6,9 \text{ Па}$, $\text{pH} = 9,0$. Водошлаковое и водоцементное отношение растворов составляло 0,5.

Исследования показали, что образование зон смешения при закачке в скважину цементного раствора более опасно, чем при закачке шлакового раствора. Подтверждением этого является изменение подвижности смесей, изображенное на рис. 14.6, из которого следует, что растекаемость бурового раствора после введения в него 5–10 % цементного раствора уменьшается с 18 до 8–6 см. В дальнейшем заметное увеличение подвижности смеси наблюдается лишь после доведения количества цементного раствора в нем до 80 %.

Для шлаковых растворов характерна другая закономерность: они сильно сгущаются при попадании в них небольших количеств бурового раствора, но во всех случаях темп и абсолютная величина их загустевания значительно меньше, чем у смесей с цементным раствором.

На подвижность смесей заметное влияние оказывают замедлители сроков схватывания. Использование тампонажных растворов, особенно шлаковых, содержащих ССБ и хромпик, повышает интенсивность загустевания смесей, что происходит за счет дополнительных реакций между замедлителями и реагентами, содержащимися в цементном и буровом растворах.

С целью изучения влияния смешения цементного и бурового растворов были проведены опыты на капиллярном вискозиметре, результаты которых приведены в табл. 14.14.

Таблица 14.14

Структурная вязкость смесей

Состав смеси (по объему), %		Плотность, г/см^3	Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Время истечения 80 мл смеси, с	Скорость истечения, см/с	Структурная вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$
Цементный раствор	Буровой раствор					
100	—	1,83	22	4,1	127	35,6
90	10	1,78	20	5,1	102	44,4
80	20	1,72	18	8,2	63,5	71,3
70	30	1,65	16	23	18,6	43,6
60	40	1,58	13	67	7,8	5,901
50	50	1,52	10	Не течет	0	—
40	60	1,46	8	"	0	—
30	70	1,42	8	"	0	—
20	80	1,37	8	"	0	—
10	90	1,30	10	180	2,9	15,660
—	100	1,24	25	4,1	127	35,6

Путем исследований с использованием тампонажного цемента и бурового раствора, обработанного УЩР, было установлено, что буровой раствор с примесью небольших количеств цементного раствора подвергается наиболее интенсивному загустеванию. Например, при добавках к исходному буровому раствору, имевших структурную вязкость 35,6 мПа·с, 10 % цементного раствора, произошло увеличение вязкости до 15,66 мПа·с, а смесь, содержащая 80 % бурового и 20 % цементного растворов, настолько загустела, что перепад давления, равный 66,6 кПа, был недостаточен для продавливания смеси через капилляр.

В данном случае проявляется несовместимость смешения бурового и цементного растворов, из которых последний, если он не отделен разделительной жидкостью, вызывает коагуляцию бурового раствора с образованием пастообразной пробки.

Исследования, проведенные в промышленных условиях Кубани и Ставрополья, показали, что длина такой пробки в затрубном пространстве при определенных условиях может оказаться достаточной для возникновения различного рода осложнений. Применение буферной жидкости позволяет резко уменьшить число осложнений, повысить качество установки мостов и цементирования скважин.

Первая серия опытов относится непосредственно к установке мостов, вторая — к цементированию кондукторов и промежуточных колонн. Для получения достоверных результатов и возможности качественного и количественного обобщения материалов, которые могли бы в дальнейшем найти более широкое применение при проведении первичных цементирований и изоляционных работ, необходима обработка данных по всем этапам исследований в этой области. Ниже приводятся материалы по каждому из указанных этапов работ.

ПЕРВЫЙ ЭТАП. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СМЕШЕНИЯ РАСТВОРОВ ПРИ УСТАНОВКАХ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Скв. 37 Сердюковская. В 146-мм эксплуатационную колонну было спущено 1752 и 1448 м насосно-компрессорных труб (всего 3200 м) диаметром соответственно 73 и 89 мм. Перед проведением работ скважина была заполнена буровым раствором плотностью 1,27–1,28 г/см³, вязкостью 45–50 с и $\text{CHC}_{10} = 5,4$ Па.

В операциях были использованы три цементировочных агрегата ЦА-320 и один смеситель 2 СМН-20. Работы проводились таким образом, что удалось точно подсчитывать объемы закачиваемого и выходящего из скважины растворов. Требуемые количества жидкостей для закачки определялись на основании расчета системы на равновесие.

Сведения об использованных объемах жидкостей, средней производительности при промывке, скоростях и режимах движения шлакового раствора в трубах и кольцевом пространстве приведены в табл. 14.15 и на рис. 14.7.

Первая операция проводилась с закачкой перед тампонажным раствором и за ним водяных пробок объемом соответственно 0,5 и 0,2 м³. Средние скорости движения жидкостей как при прямой, так и при обратной промывках были примерно одинаковыми.

Как видно из данных табл. 14.15, режим течения шлакового раствора, обработанного ССБ, был турбулентным в трубах и ламинарным в кольцевом пространстве.

Таблица 14.15

Характеристика движения растворов

Операция	Вид промывки	Объем закачанной жидкости, м ³				Средняя производительность при промывке, м ³	Объем закачки при производительности, м ³	Продолжительность операции от начала затворения, мин
		Вода	Шлаковый раствор	Вода	Буровой раствор			
Первая промывка	Прямая	0,5	1,4	0,2	11	6,12	11	32
	Обратная	—	—	—	—	5,57	11	75
Вторая промывка	Прямая	—	0,5	—	12,1	6,73	12,1	32
	Обратная	—	—	—	—	6,4	11,5	68

* Параметры η и τ_0 определены на капиллярном вискозиметре при температуре 90 °С и

Таблица 14.16

Характеристика рабочего раствора

Операция	Вид промывки	Объем закачанной жидкости, м ³				Средняя производительность при промывке, л/с	Закачено при средней производительности, м ³	Продолжительность операции от начала затворения, мин
		Вода	Цементный раствор	Вода	Буровой раствор			
Первая промывка	Прямая	4,3	2,85	1,5	27,5	18,4	27,5	57
	Обратная	—	—	—	26	14,9	26	181
Вторая промывка	Прямая	—	2,7	—	29	15,6	29	73
	Обратная	—	—	—	27,5	17,6	27,5	116

* Параметры η и τ_0 определены на капиллярном вискозиметре при температуре 75 °С и

Результаты исследований показывают, что закачка водяных пробок способствует увеличению полноты вытеснения. В зависимости от плотности выходящих растворов (см. рис. 14.7) выделяются следующие зоны.

I. Зона несмешавшегося и однородного по плотности бурового раствора (10 м³).

II. Зона смешавшегося с водой бурового раствора объемом 1 м³ (минимальное снижение плотности раствора не превышает 1,18 г/см³).

III. Зона смешавшегося с водой шлакового раствора объемом 0,564 м³ (смешение не носит интенсивного характера, так как прослеживается резкое увеличение плотности раствора от 1,18 до 1,68 г/см³).

IV. Зона чистого шлакового раствора (из 1,4 м³ первоначально закачанного в скважину шлакового раствора 0,845 м³ оказалось полностью несмешавшимся).

V. Зона смешавшегося с водой шлакового раствора объемом 0,507 м³ (чем больше воды разделяет шлаковый раствор от бурового, тем резче отбивается переход от шлакового раствора к воде и тем меньше зона смешения).

VI. Зона смешавшегося бурового раствора с водой (0,784 м³).

Значения η и τ_0 цементного раствора после затворения через				Скорость движения шлакового раствора v и режим его течения, выраженный обобщенным критерием Рейнольдса Re'							
				Насосно-компрессорные трубы диаметром						Кольцевое пространство между 146- и 73-мм трубами через 60 мин	
20 мин		30 мин		73 мм			89 мм				
η , мПа·с	τ_0 , Па	η , мПа·с	τ_0 , Па	v , м/с	Re' через		v , м/с	Re' через		v , м/с	Re'
					20 мин	60 мин		20 мин	60 мин		
16,1 —	0,58 —	— 13	— 1,61	2,02 1,84	11100 —	— 5730	1,36 1,23	7830 —	— 3150	0,74 0,674	— 1005
16,1 —	0,58 —	— 13	— 1,61	2,22 2,11	13150 —	— 7580	1,48 1,42	9650 —	— 4310	0,813 0,774	— 1370

перепадах давления до 33,3 кПа.

Значения η и τ_0 цементного раствора после затворения через				Скорости движения v цементного раствора и соответствующие им числа Рейнольдса				
69 мин		104 мин		в 141-миллиметровых бурильных трубах			в кольцевом пространстве между 273- и 141-мм трубами	
η , мПа·с	τ_0 , Па	η , мПа·с	τ_0 , Па					
				v , м/с	69 мин	104 мин	v , м/с	Re' через 69 мин
					69 мин	104 мин		
46,7	23,0	—	—	1,6	1040	—	0,53	126
—	—	71	19,7	1,3	—	1100	0,43	—
46,7	23,0	—	—	1,36	890	—	0,45	91,5
—	—	—	—	1,53	—	—	0,51	—

перепадах давления до 40 кПа.

Вторая операция (см. рис. 14.7 и табл. 14.15) проводилась без использования буферной воды. Было затворено 0,5 м³ шлакового раствора плотностью 1,8 г/см³ и продавлено 12,1 м³ бурового раствора. В растворе, вышедшем во время обратной промывки, выделились следующие три зоны:

I и *III* — зоны чистого глинистого раствора;

II — зона смешавшегося шлакового раствора с глинистым объемом 2,74 м³ (смешение произошло настолько сильно, что средняя плотность раствора даже в центральной области зоны не превысила 1,34 – 1,36 г/см³).

Следует отметить, что наличие турбулентного режима при движении жидкостей благоприятно сказалось на полноте их вытеснения. Характерно, что закачка в этих условиях даже незначительных объемов буферных жидкостей привела к эффективному разобщению шлакового раствора от глинистого, а образовавшаяся при этом зона смешения была незначительна. На поверхность было вымыто 0,845 м³ несмешавшегося шлакового раствора первоначальной плотности 1,68 г/см³. Расстояние, пройденное тампонажным раствором по трубам в процессе прямой и обратной промывок, составило 6400 м. Потеря раствора на 1000 м пути составила

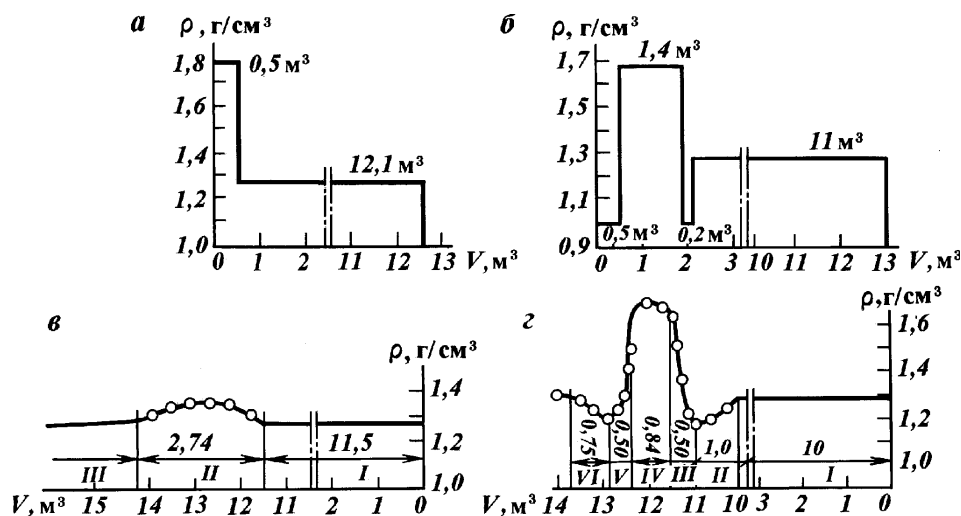


Рис. 14.7. Исследование процесса смешения растворов при установке цементных мостов в скв. 37 Сердюковская:
а — первая операция, прямая промывка; б — вторая операция, прямая промывка; в — первая операция, обратная промывка; г — вторая операция, обратная промывка

$$Q = (1,4 - 0,845)1000/6400 = 0,09 \text{ м}^3.$$

Эта величина может быть положена в основу расчетов при установках мостов в обсаженном стволе скважины, если в качестве заливочного инструмента используются насосно-компрессорные трубы и применяются буферные жидкости.

Во второй операции использование малого объема шлакового раствора позволило лишь констатировать факт относительно большего смешения растворов, но не дало возможности представить общую физическую картину процесса.

Скв. 8 Ладожская. Для проведения исследований в скважину, обсаженную 273-мм колонной и заполненную буровым раствором плотностью 1,20–1,22 г/см³, вязкостью 25 с и $\text{CHC}_{1-10} = 0,9 \pm 6,1$ Па, на глубину 2585 м были спущены бурильные трубы диаметром 141 мм с толщиной стенок 8–11 мм. В опытах был использован тампонажный цемент для "горячих" скважин завода "Октябрь".

Состав цементного раствора: 300 г цемента, 125 г воды. Замедлители: 0,6 % ССБ, 0,2 % хромпика. Плотность — 1,89 г/см³. Растекаемость по конусу АзНИИ — 24 см. Начало схватывания раствора при температуре 75 °С и давлении 45 МПа наступило в 5 ч 30 мин.

В работе использовали два агрегата ЦА-320, один агрегат ЗЦА-400 и цементно-смесительную машину 2СМН-20, что позволило затворяемый раствор откачивать в один из приемных мерников цементировочного агрегата, тщательно перемешивать и затем направлять в скважину. Сведения о количестве закачанной жидкости, средней производительности агрегатов, реологических свойствах цементного раствора и режимах его течения в трубах и кольцевом пространстве приведены в табл. 14.16.

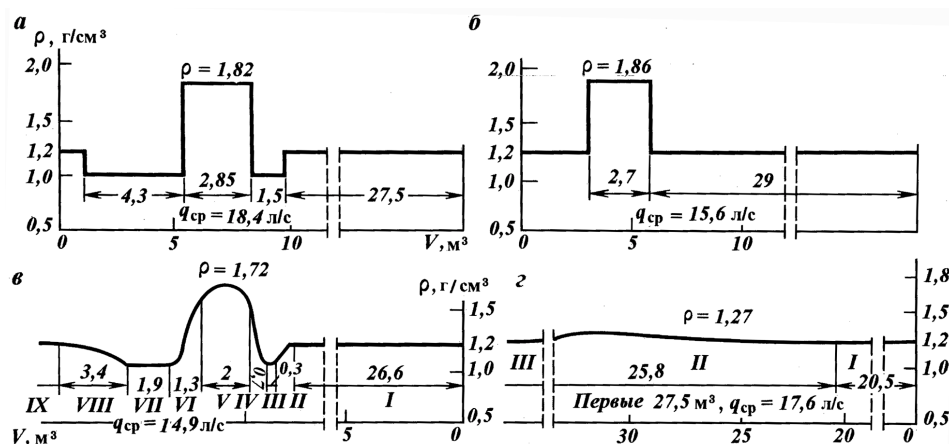


Рис. 14.8. Исследование процесса смешения растворов при установке цементных мостов в скв. 8 Ладожская (ОКНГ).
Обозначения см. рис. 14.7

Последовательность закачки жидкостей изображена на рис. 14.8.

Первая операция была проведена с закачкой перед и за цементным раствором водяных пробок в объеме 4,3 и 1,5 м³. Во всех случаях наблюдались ламинарный или переходный от структурного к ламинарному режимы течения цементного раствора, так как значения обобщенного критерия Рейнольдса составили соответственно 1040—1100 и 126.

Наличие буферной воды способствовало полному разделению растворов в скважине, о чем свидетельствуют результаты проведения первой операции (см. рис. 14.8). Во время обратной промывки были установлены следующие зоны.

I. Чистый глинистый раствор. Из 27,5 м³, закачанных при прямой промывке, вымыто на поверхность во время обратной циркуляции 26,6 м³ и только 0,9 м³ раствора смешалось с водой. Если путь движения раствора принять равным 5000 м, то на каждые 1000 м приходится 0,18 м³ потерянного раствора.

II. Зона интенсивного смешения бурового раствора с водой (1 м³). Объем незначительный, что подтверждает целесообразность применения буферной воды как разделяющего агента.

III. Вода. Из 1,5 м³ воды, закачанной в трубы после цементного раствора при прямой промывке, только 0,3 м³ были вымыты на поверхность в процессе обратной циркуляции, а 1,2 м³ воды (соответствующие 100 м водяного столба в буровых трубах диаметром 141 мм) перемешались с буровым и цементным растворами. Следовательно, объем жидкости высотой примерно 100 м является критическим и должен быть положен в основу при определении второй порции буферной жидкости.

IV. Зона смешения цементного раствора с водой (0,7 м³). Меньший объем этой зоны по сравнению со второй является, очевидно, результатом разницы плотностей между вытесняемой и вытесняющей жидкостями и их реологическими свойствами. Поверхность "разноцветности" лучше сохраняется при замещении воды цементным раствором. В случае вытеснения бурового раствора водой объем зоны смешения возрастает.

V. Цементный раствор (2 м^3). Во время затворения было откачено $2,85\text{ м}^3$ приготовленного раствора плотностью $1,82\text{ г/см}^3$. Максимальная плотность жидкости, вымытой на поверхность, не превышала $1,72\text{ г/см}^3$. За зону чистого цементного раствора условно был принят раствор, имеющий плотность не менее $1,60\text{ г/см}^3$. Очевидно, при движении произошло проникновение части воды в ядро цементного раствора, что привело к значительному снижению плотности основной массы последнего.

VI. Зона смешения тампонажного раствора с водой ($1,3\text{ м}^3$). Большая величина объема VI зоны по сравнению с IV может быть объяснена двумя причинами:

а) отрицательной разностью плотностей жидкостей во время обратной циркуляции;

б) влиянием кольцевого пространства (скорость движения не превышала $0,53\text{ м/с}$, $Re' = 126$, что соответствует области меньшего вытеснения при переходе от структурного режима к ламинарному).

VII. Вода. Из $4,3\text{ м}^3$ вымыто на поверхность только $1,9\text{ м}^3$, а $2,4\text{ м}^3$ воды перемешались. Причина — движение в кольцевом пространстве.

VIII. Зона смешения бурового раствора с водой. Увеличение объема смешения этой зоны по сравнению со II зоной в 3,4 раза объясняется движением в кольцевом пространстве.

IX. Буровой раствор. Вторая операция была проведена без применения буферной воды. Было закачено $2,7\text{ м}^3$ цементного раствора при средней скорости $1,36\text{ м/с}$ ($Re' = 890$). Весь объем раствора, полученного во время обратной промывки, может быть разбит на три зоны.

I. Чистый глинистый раствор. Из 29 м^3 продажного раствора плотностью $1,2\text{ г/см}^3$, закачанного после цементного, на поверхность было вымыто только $20,5\text{ м}^3$. Следовательно, во время движения по трубам перемешалось $8,5\text{ м}^3$ бурового раствора, что эквивалентно потере $1,7\text{ м}^3$ указанной жидкости на каждые 1000 м пути.

II. Зона интенсивного смешения бурового раствора с цементным. Объем этой зоны составляет $25,6\text{ м}^3$. Основная масса смеси имела плотность $1,22 - 1,24\text{ г/см}^3$ и только в центре, где находился тампонажный раствор, небольшая пачка объемом около $1,5\text{ м}^3$ имела плотность $1,26 - 1,27\text{ г/см}^3$. Масса коагулированного раствора оказалась составленной из $2,7\text{ м}^3$ цементного

Таблица 14.17

Характеристика раствора и его движения

Операция	Вид промывки	Объем закачанной жидкости, м^3				Средняя производительность при промывке, л/с	Закачено при средней производительности, м^3	Продолжительность операции от начала затворения цементного раствора, мин
		Вода	Цементный раствор	Вода	Цементный раствор			
Первая промывка	Прямая	—	4,4	—	21,5	27,5	21,5	39
	Обратная	—	—	—	—	14,1	18,8	150
Вторая промывка	Прямая	5,0	1,7	1,6	21,6	19	21,6	45
	Обратная	—	—	—	—	17,8	21,2	103
* Параметры η и τ_0 определены на капиллярном вискозиметре при температуре 75°C и								

раствора и находившихся соответственно за и перед ним 8,5 и 14,4 м³ бурового раствора. При этом обнаружилось весьма отрицательное влияние низкой скорости движения растворов в кольцевом пространстве, так как произошло увеличение объема зоны смешения на 5,9 м³. Отсутствие буферной жидкости привело к тому, что объем зоны смешения превысил в 4 раза суммарный объем смеси воды с буровым и цементным растворами, образовавшейся во время проведения первой операции.

III. Буровой раствор. Сква. 30 Некрасовская. Работы проводились в 273-мм обсадной колонне со спущенными в нее на глубину 1963 м бурильными трубами диаметром 141 мм. В операциях использовали четыре агрегата ЦА-320 и цементно-смесительную машину 2СМН-20.

Для эксперимента применен тампонажный цемент для "горячих" скважин завода "Октябрь".

Состав цементного раствора: 300 г цемента, 110 г воды. Замедлители: 0,6 % ССБ; 0,2 % хромпика. Плотность — 1,84 г/см³, растекаемость — 23 см, начало схватывания цементного раствора при температуре 100 °С и давлении 50,0 МПа — 4 ч.

При определении работ на этой и последующей скважинах была сделана перестановка в порядке последовательности операций.

Основные сведения об использованных жидкостях, скоростях движения раствора и полученных результатах приведены в табл. 14.17 и на рис. 14.9.

Первая операция. Было закачено 4,4 м³ цементного раствора плотностью 1,90 г/см³ и 21,5 м³ продавочной жидкости плотностью 1,22 г/см³. Режим движения в трубах был турбулентным ($Re^1 = 4680$), а в кольцевом пространстве — ламинарным ($Re^1 = 706$). Во время обратной промывки из-за снижения скорости течения почти в 2 раза и ухудшения реологических свойств цементного раствора режим движения в трубах был ламинарным ($Re^1 = 992$).

Во время обратной промывки были установлены следующие зоны.

I. Чистый глинистый раствор в количестве 18,8 м³, т.е. 87,5 % первоначального объема; 2,7 м³ бурового раствора перемешалось с цементным во время движения.

II. Зона сильно коагулированного бурового раствора с небольшими добавками цементного (2,2 м³), так как средняя плотность составила 1,24 г/см³.

Значения η и τ_0 цементного раствора после затворения через				Скорости движения v цементного раствора и соответствующие им числа Рейнольдса				
30 мин		90 мин		в 141-мм трубах			в кольцевом пространстве между 273- и 141-мм трубами	
η , мПа·с	τ_0 , Па	η , мПа·с	τ_0 , Па	v , м/с	Re^1 через		v , м/с	Re^1 через 69 мин
					30 мин	90 мин		
—	7,89	—	—	2,4	4680	—	0,795	706
—	—	55,5	14,0	1,23	—	992	0,407	—
—	7,89	—	—	1,65	2410	—	0,55	350
—	—	55,5	14,0	1,55	—	1405	0,513	—

перепадах давления до 53,3 кПа.

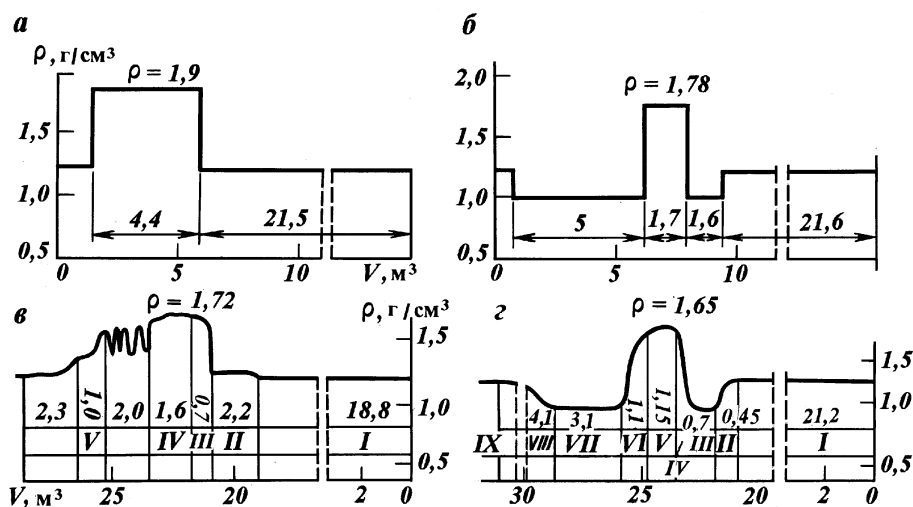


Рис. 14.9. Исследование процесса смешения растворов при установке цементных мостов в скв. 30 Некрасовская (ОКНГ).

Обозначения см. рис. 14.7

III. Переходная зона от смеси к чистому цементному раствору ($0,7 \text{ м}^3$). Наблюдалось быстрое увеличение плотности цементного раствора от $1,24$ до $1,70 \text{ г/см}^3$.

IV. Цементный раствор плотностью не менее $1,70 \text{ г/см}^3$ объемом $1,6 \text{ м}^3$, что составляло только $36,4 \%$ закачанного объема и соответствовало потере $0,7 \text{ м}^3$ на каждые 1000 м пути (с учетом выхода в кольцевое пространство).

V. Зона смешения цементного раствора с буровым ($5,3 \text{ м}^3$). Объем раствора в $1,83$ раза больше суммы объемов растворов II и III что, вероятно, объясняется низкой скоростью движения потока в кольцевом пространстве. Плотность первых 2 м^3 смеси резко колебалась от $1,40$ до $1,65 \text{ г/см}^3$. Плотность остального объема раствора в этой зоне снижалась постепенно. Объяснить причину этого явления пока не представляется возможным.

Вторая операция. Была использована буферная вода, обработанная ССБ и хромпиком, тех же объемов, что и при затворении тампонажного раствора.

Последовательно закачано 5 м^3 воды, $1,7 \text{ м}^3$ цементного раствора плотностью $1,78 \text{ г/см}^3$, $1,6 \text{ м}^3$ воды и $21,6 \text{ м}^3$ бурового раствора плотностью $1,22 \text{ г/см}^3$. Режим течения жидкостей в трубах (см. табл. 14.16) соответствовал переходному от ламинарного к турбулентному, а в кольцевом пространстве — переходному от структурного к ламинарному, при котором коэффициент вытеснения бурового раствора цементным весьма мал и не превышает 50% .

По результатам измерений плотности выходящего раствора изменены следующие девять зон (см. рис. 14.9).

I. Чистый глинистый раствор. Потеряно за счет смешения с водой $0,1 \text{ м}^3$ на каждые 1000 м пути.

II. Разжиженный водой буровой раствор ($0,45 \text{ м}^3$) плотностью $1,22$ — $1,02 \text{ г/см}^3$.

III. Вода ($0,9 \text{ м}^3$). Из $1,6 \text{ м}^3$ первоначального объема $0,7 \text{ м}^3$ раствора перемешалось в трубах во время движения.

IV. Смесь цементного раствора с водой ($0,7 \text{ м}^3$).

V. Цементный раствор ($1,15 \text{ м}^3$). Как и в предыдущих опытах, повысилось проникновение воды в цементный раствор, в результате чего плотность снизилась от $1,78$ до $1,60$ – $1,65 \text{ г/см}^3$. Потеря цементного раствора на 1000 м пути составила $0,14 \text{ м}^3$.

VI. Зона смешения цементного раствора с водой ($1,1 \text{ м}^3$).

VII. Вода объемом $3,1 \text{ м}^3$, что составляло 62% первоначального объема воды, закачанного перед цементным раствором. Фактически для полного разделения бурового и цементного растворов (учитывая большие потери воды в кольцевом пространстве) потребовалось $0,5 \text{ м}^3$ воды на 1000 м пути, тогда как потеря второй порции воды, закачанной после цементного раствора и находившейся все время в трубах, не превышала $0,18 \text{ м}^3$ на том же отрезке пути, т.е. была почти в 3 раза меньше.

VIII. Зона смешения бурового раствора с водой ($4,1 \text{ м}^3$). В данном случае несоответствие реологических свойств вытесняемой и вытесняющей жидкостей привело, как и в зонах IV–VI, к проникновению воды на большую глубину, захватив при этом значительные объемы растворов.

IX. Буровой раствор.

Анализ данных (см. рис. 14.9) показал, что как и в предыдущих примерах, зоны смешения растворов, находившихся даже кратковременно в кольцевом пространстве, намного превышают аналогичные зоны, образованные только в 141-мм буровых трубах.

Скв. 3 Двубратская. В скважину, обсаженную до 2601 м колонной диаметром 273 мм , а в интервале 2551 – 3122 м хвостовиком диаметром 219 мм , на глубину 3012 м были спущены 859 и 2153 м бурильных труб соответственно диаметром 114 и 141 мм . Перед началом работ скважина была промыта буровым раствором плотностью $1,26$ – $1,28 \text{ г/см}^3$, вязкостью по СПВ-5/35 с и $\text{СНС}_{1/10}$ – $3,5/7,2 \text{ Па}$.

Статическая температура на глубине спуска башмака инструмента составляла 107°C , а динамическая — не превышала 85°C . Все опыты по подбору рецептуры раствора проводились при температуре 100°C и давлении $45,0 \text{ МПа}$. Был использован цемент для "горячих" скважин завода "Октябрь".

Рецептура подобранного раствора следующая: В/Ц = $0,6$; плотность — $1,74 \text{ г/см}^3$, растекаемость — 22 см . В качестве замедлителей использовались: ССБ — $0,4 \%$ (по массе цемента); КМЦ — $0,3 \%$; хромпик — $0,2 \%$. Сроки схватывания: начало — $4 \text{ ч } 40 \text{ мин}$; конец $5 \text{ ч } 30 \text{ мин}$.

Фактически на скважине удалось затворить раствор со следующими параметрами: В/Ц = $0,85$; плотность — $1,58 \text{ г/см}^3$; растекаемость — 25 см . Замедлители: $0,5 \%$ ССБ; $0,45 \%$ КМЦ; $0,2 \%$ хромпика. Начало схватывания произошло через 9 ч , конец — не отбит.

Всего было закачано $3,8 \text{ м}^3$ цементного и $30,5 \text{ м}^3$ бурового растворов при давлении $4,0$ – $5,0 \text{ МПа}$. К концу продавки давление поднималось до $10,0 \text{ МПа}$, что свидетельствовало о начавшемся загустевании цементного раствора или образовании трудно прокачиваемой гель-цементной пробки. В этот период, если предположить, что смешения растворов во время движения не произошло, в 114-мм бурильных трубах должен был остаться цементный раствор объемом 1 м^3 , заняв при этом 145 м труб. Остальной тампонажный раствор объемом $2,8 \text{ м}^3$ составил бы в кольцевом пространстве столб высотой 127 м . В дальнейшем должно было бы произойти естественное их

Таблица 14.18

Давления выдавливания

Глубина отбора пробы, м	Состав смеси (по объему)*, %		Плотность, г/см ³	Влажность, %	Давление выдавливания из трубы длиной 12,7 м, МПа
	буровой раствор	цементный раствор			
230	90	10	1,29	—	0
2425	75	25	1,34	56,67	0,9
2498	70	30	1,36	55,67	1,0
2550	75	25	1,34	53,33	1,5
2600	65	35	1,38	56,00	2,0
2650	65	35	1,38	53,33	3,5
2700	70	30	1,36	55,00	4,5
2750	65	35	1,38	51,33	4,5
2790	65	35	1,38	52,67	4,5
2840	55	45	1,40	52,67	7,0
2890	50	50	1,42	53,67	7,0
2950	50	50	1,642	53,67	8,0
2998	45	55	1,44	54,33	10,0

* Определен расчетным путем на основании использования значений плотности пробы и исходных растворов до их смешения.

выравнивание. Однако после пересоединения линий произвести обратную циркуляцию не удалось, так как при давлении около 8,0 МПа сорвало соединение на превенторной линии. Вновь пересоединились и попытались восстановить прямую циркуляцию, однако этого не удалось достичь даже при давлении 20,0 МПа. Безуспешными оказались и последующие неоднократные попытки, проводившиеся после подъема части инструмента. Положение изменилось лишь после подъема 2310 м труб, когда в скважине оставались 114-мм бурильные трубы длиной 700 м, заполненные гель-цементом. Гель-цемент вытекал из труб первых 95 м при их подъеме, всю последующую массу приходилось выдавливать насосом. Для этого свеча разбиралась на три части по 12,7 м каждая. Данные о давлениях, которые создавались, и сведения о плотности и влажности образцов, отобранных через каждые 40–50 м, приведены в табл. 14.18.

Из данных табл. 14.18 видно, что наличие сильно коагулированной и очень вязкой гель-цементной массы в виде пасты требовало для ее выдавливания давлений до 10,0 МПа. На последней трубе было создано давление более 14,0 МПа, однако содержимое продавить не удалось. Это убедительно подтверждает, что основная причина невозможности восстановления циркуляции после кратковременных остановок во время цементирования или срезки кровли моста способом обратной промывки после подъема части заливаемого инструмента — не преждевременное схватывание цементного раствора, а интенсивное загустевание массы смешивающихся между собой растворов. Одновременно это часто является причиной получения малопрочных мостов в интервале их установки.

На скв. 3 Двубратская были проведены специальные лабораторные исследования, результаты которых представлены в табл. 14.19 и 14.20.

Как видно из данных табл. 14.19, наибольшее загустевание наступает при смешении бурового раствора с 5–10 % цементного раствора. При дальнейшем увеличении содержания цементного раствора в буровом растворе растекаемость смеси возрастает, а структурная вязкость снижается.

Таблица 14.19

Характеристика раствора для скв. № 3 Двубратская

Состав смеси по объему, %		Плотность, г/см ³	Растекае- мость по ко- нусу АзНИИ, см	Структурная вязкость η^* , мПа·с	Динамичес- кое напряже- ние сдвига τ_0^* , Па
Буровой раствор	Цементный раствор				
100	—	1,26	21	0,72	2,78
95	5	1,28	8	18,15	19,34
90	10	1,29	8,5	17,88	20,91
85	15	1,31	9,5	—	—
80	20	1,32	11	16,97	37,69
70	30	1,36	14,5	—	—
60	40	1,39	17,5	—	—
50	50	1,42	20,5	—	—
40	60	1,45	21	—	—
30	70	1,48	23	—	—
15	85	1,53	23,5	—	—
10	90	1,55	24	1,7	4,72
5	95	1,56	25	—	—
—	100	1,58	25	1,16	12,38

* Параметры η и τ_0 определены на капиллярном вискозиметре через 10 мин при температуре 90 °С и перепадах давления до 53,3 кПа.

При сравнении установлено, что значения вязкостей, полученные после смешения растворов, в 15–25 раз превышают аналогичные значения исходных растворов. Эти данные получены при температуре 90 °С и характерны для периода выхода цементного раствора в кольцевое пространство. К этому времени смесь под воздействием температуры успевает стать значительно более разжиженной. Закономерность этого влияния известна. Однако даже в этот период величины вязкости и напряжения сдвига значительны, поэтому к концу продавки тампонажного раствора возрастает давление.

В табл. 14.20 приведены результаты исследования характера изменения во времени структурной вязкости и предельного динамического напряжения сдвига гель-цементных смесей при температуре от 30 до 90 °С и в зависимости от содержания в них цементного раствора с различными добавками замедлителей. Сравнение данных табл. 14.19 и 14.20 показывает, что в наибольшей степени буровой раствор коагулирует при низких температурах, при этом в начальный момент растекаемость не превышает 8 см, а вязкость приближается к 6000 мПа·с при сравнительно невысоком динамическом напряжении сдвига. Характерно, что уже при температуре 90 °С вязкость смеси незначительно отличается от вязкости исходных растворов, тогда как в случае смешения с цементным раствором, обработанным замедлителями, вязкость смеси остается довольно высокой.

Использование комбинированного трехкомпонентного замедлителя способствует наиболее интенсивному загустеванию, особенно при низких температурах. В этот период образуется труднопрокачиваемая пробка геля, вызывающая резкое повышение давления в колонне и являющаяся причиной возникновения аварий и оставления цементного раствора в трубах.

В табл. 14.20 отсутствуют сведения о смесях, содержащих только ССБ с хромпиком или КМЦ, при температуре 30 и 60 °С. Однако общий комплекс исследований, проведенных с другими растворами при температуре от 30 до 90 °С, показал, что в начальный момент цементирования и в этом случае будут образовываться высоковязкие пасты. Таким образом, низкотемператур-

Таблица 14.20

Характеристика структурных свойств раствора для скв. № 3 Двубратская

Состав смеси (по объему), %		Замедлители сроков схватывания*, %			Структурная вязкость η^{**} (мПа·с) и предельное					
					30 °С через					
					10 мин		40 мин		70 мин	
Буровой раствор	Цементный раствор	ССБ	КМЦ	хром-пик	η	τ_0	η	τ_0	η	τ_0
95	5	—	—	—	1203	34,1	403	39,8	—	—
80	20	—	—	—	—	—	—	—	—	—
95	5	0,5	—	0,2	—	—	—	—	—	—
80	20	0,5	—	0,2	—	—	—	—	—	—
95	5	—	0,45	—	—	—	—	—	—	—
80	20	—	0,45	—	—	—	—	—	—	—
95	5	0,5	0,45	0,2	5962	25,2	—	—	2193	17,6
80	20	0,5	0,45	0,2	—	—	—	—	—	—

* Дозировка указана в процентах по массе цемента.
** Значения η и τ_0 определены на капиллярном вискозиметре конструкции КФ опытов — 100 — 120 об/мин, диаметр капилляра — 3,87 мм, длина — 700 мм.

ная часть ствола скважины в период прохождения по ней растворов может представлять значительную опасность для успешного завершения процесса, если не принять специальных мер по предотвращению возможных осложнений.

Приведены следующие результаты расчетов режимов течения гель-цементных растворов при прямой промывке, полученные на основании некоторых предположений.

Объем закачанной жидкости, м ³ :	
цементный раствор.....	3,8
буровой раствор.....	30,5
Средняя производительность при промывке, л/с.....	16,4
Закачено при средней производительности, м ³	30,5
Продолжительность операции от начала закачки цементного раствора, мин.....	40
Параметры гель-цементных растворов после затворения:	
η , мПа·с	
через 10* мин.....	37,5
через 40** мин.....	10,59
τ_0 , Па	
через 10* мин.....	19,15
через 40** мин.....	13,15
Параметры движения гель-цементных растворов:	
в 141-мм буровых трубах:	
v , м/с.....	1,43
Re' через 10 мин.....	600
Re' через 40 мин.....	805
в 114-мм буровых трубах:	
v , м/с.....	2,36
Re' через 10 мин.....	570
Re' через 40 мин.....	1540
в кольцевом пространстве между 219- и 114-мм трубами:	
v , м/с.....	0,74
Re'	295

* Определены при температуре 60 °С (смесь содержит 5 % цементного раствора).

** Определены при температуре 90 °С (смесь содержит 20 % цементного раствора).

динамическое напряжение сдвига τ_0^{**} (Па) при температурах											
60 °С через						90 °С через					
10 мин		40 мин		70 мин		10 мин		40 мин		70 мин	
η	τ_0	η	τ_0	η	τ_0	η	τ_0	η	τ_0	η	τ_0
296	7,08	186	8,08	180	8,06	16,7	13,46	15,2	7,80	20,9	3,64
—	—	—	—	—	—	70,1	28,1	31,4	22,5	28,6	19,4
—	—	—	—	—	—	62,9	13,02	45,3	8,38	11,5	12,16
—	—	—	—	—	—	57,1	14,33	23,7	17,92	13,4	19,33
—	—	—	—	—	—	34,9	15,28	17,3	11,86	11,2	13,24
—	—	—	—	—	—	52,2	14,58	21,2	18,70	27,3	14,67
—	19,15	27,5	20,63	—	—	181,5	19,34	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	169,7	37,69	105,9	13,15	70,7	11,89

ВНИИнефть при перепадах давления до 79,98 кПа. Интенсивность перемешивания во время

Например, если допустить, что в трубах движется не один из первоначально использованных растворов, а их смесь, образовавшаяся на участках с температурами 60 или 90 °С, то станет очевидным, что достижение турбулентности движения потока в трубах даже при достаточно высоких скоростях течения — задача неразрешимая, так как полученные значения критериев Рейнольдса ниже требуемых в 2–5 раз.

В значительной степени смешению растворов способствовало использование бурильного инструмента с большим количеством сужений в местах соединений труб, приводящих к постоянному нарушению характера движения потока и усиливающих интенсивность смешения контактирующих между собой растворов.

ВТОРОЙ ЭТАП. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СМЕШЕНИЯ РАСТВОРОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ КОНДУКТОРОВ

Проводились также промысловые исследования по определению объемов смешения цементного и бурового растворов при цементировании кондукторов. При этом замерялись количества закачиваемых в скважину растворов, а также плотность и растекаемость после выхода их из скважины. Данные об этих экспериментах приведены в табл. 14.21 и на рис. 14.10.

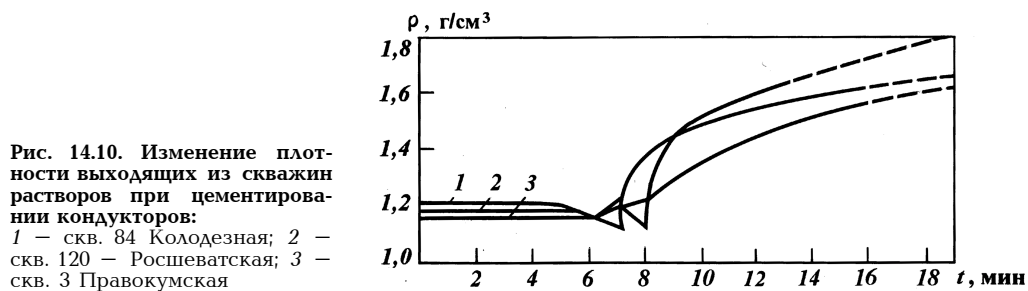


Таблица 14.21

Данные смешения растворов при цементировании кондукторов

Номер скважины	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Тампонажный раствор				Скорость потока в кольцевом пространстве, м/с	Объем зоны смешения растворов		Участок ствола, занимаемый зоной смешения		Давление на устье, МПа	
	скважины	колонны			Цементный		Цементно-глинистый			м ³	%	м	%	расчетное	фактическое
					объем, м ³	плотность, г/см ³	объем, м ³	плотность, г/см ³							
106 Беличаевская	400	273	500	1,3	27,8	1,84	—	—	0,57	13,9	60	200	41,5	5,0	5,0
120 Расшеватская	400	299	600	1,18	37,0	1,84	—	—	0,53	17,6	47	260	43,5	4,2	6,0
3 Правокумская*	295	219	600	1,16	13,9	1,84	12,1	1,45	0,45	8,6	33	270	45	3,5	6,0
84 Колодезная	350	245	591	1,20	16,3	1,84	10,2	1,45	0,43	20	75	410	70	3,0	5,5
99 Беличаевская	400	273	500	1,20	21,2	1,84	7,4	1,45	0,49	19,8	70	398	58	3,0	5,0
* В конце продавки в течение 1,5 мин наблюдалось полное поглощение, затем циркуляция восстановилась.															

На основе изучения процесса смешения растворов (без применения буферной жидкости) выявлены следующие закономерности: зона смешения начинается загустевшим буровым раствором без изменения его плотности. В дальнейшем наблюдается сначала резкое снижение, а затем повышение плотности смеси, сопровождающееся сильным ее загустеванием (растекаемость 10–14 см по конусу АзНИИ). Здесь наблюдается взаимное перемешивание тампонажного и бурового растворов. С некоторого момента происходит более быстрое смешение растворов с одновременным ростом плотности. Последнее согласуется с ранее описанными лабораторными исследованиями по изучению характера загустевания смесей в зависимости от содержания в них цементного и бурового растворов. Смешение закачиваемых в скважину растворов приводило во всех случаях к повышению давления на устье в 1,4–1,8 раза против расчетных, полученных с учетом их фактических реологических параметров.

Как видно из данных табл. 14.21, объемы зон смешения растворов в скважинах достигали 33–75 % объема закачиваемого в скважину тампонажного раствора, что примерно соответствует вытеснению из кольцевого пространства только 40–60 % глинистого раствора.

Применение воды значительно улучшает условия замещения бурового раствора цементным. В табл. 14.22 приведены данные цементирования кондукторов с использованием воды в качестве буферной жидкости. Первые четыре кондуктора зацементированы в неподвижном состоянии, два последних — расхаживались в процессе цементирования. Фактический объем затворяемого цементного раствора подсчитывался по расходу воды и плотности полученного раствора.

При продавке из кольцевого пространства скважины выходила вода, сильно загрязненная буровым раствором. Резкой границы контакта буровой раствор — вода не наблюдалось, а происходило постепенное снижение плотности смеси до 1,04–1,02 г/см³. Граница вода — цементный раствор видна четко, хотя контактирующая с водой часть тампонажного раствора была разжижена до плотности 1,30–1,35 г/см³.

В первых четырех случаях объем тампонажного раствора, закачанного в скважину, был меньше объема колонного пространства. Цементный раствор поднимался до устья скважин, и избыточный объем его составил соответственно 9,6; 7,2; 6,0 и 0,5 м³. Подсчитано, что в данном случае коэффициент вытеснения бурового раствора цементным колебался в пределах 0,67–0,76. Замечено также, что полнота вытеснения бурового раствора тем меньше, чем больше времени проходило от момента спуска кондуктора до начала цементирования. Это объясняется загустеванием бурового раствора и трудностью вытеснения его из застойных зон ствола скважины.

Исследованиями установлено, что взаимного смешения бурового и цементного растворов не происходило, если разделяющий их столб воды составлял не менее 150–200 м. По-видимому, эту величину следует принять оптимальной при определении объема буферной жидкости.

В скв. 70 и 8 цементирование проводилось с расхаживанием спущенных труб и центрированием нижней части колонны. Соединение обсадных труб с ведущей трубой с помощью специального переводника позволило расхаживать колонну на высоту 5–10 м и использовать насосы буровой установки для продавливания цементного раствора. Воду, цементный раствор и продавочную жидкость закачивали цементировочными агрегатами.

Данные цементирования кондукторов

Номер скважины	Диаметр, мм		Глубина спуска кондуктора, м	Буферная жидкость (вода)		Объем кольцевого пространства, м³	Объем приготовленного цементного раствора, м³	Скорость восходящего потока цементного раствора, м/с	Объем цементного раствора, вытесненного из скважины, м³	Объем цементного раствора, заполнившего кольцевое пространство, м³	Коэффициент вытеснения	Плотность раствора, г/см³	
	скважины	кондуктора		объем, м³	высота столба в затрубном пространстве, м							цементного	бурового
86 Правобережная	394	273	570	5	80	36,5	36,0	0,62	9,6	26,4	0,73	1,88	1,18
63 Зимняя	346	245	837	10	220	39,0	36,5	0,86	7,2	26,3	0,67	1,85	1,24
Ставка													
21 Русский Хутор	394	299	725	10	195	38,5	33,0	1,15	6,0	27,0	0,70	1,86	1,20
2 Южный	394	273	780	7	110	49,7	38,0	0,70	0,5	35,7	0,76	1,94	1,25
Озек-Суат													
70 Правобережная	370	273	596	10	200	29,2	29,0	1,70	0,2	28,8	0,99	1,92	1,19
8 Южный Русский Хутор*	394	273	788	10	160	49,7	48,3	1,10	3,3	45,0	0,91	1,82	—
* Цементирование проводилось с расхаживанием колонны.													

Для центрирования нижней части кондуктора применялось по пять пружинных центраторов, которые устанавливали через 20 м. Вместо направляющей башмачной пробки использовали пружинные фонари, изготовленные по диаметру долота.

Затруднений при спуске и цементировании кондукторов по описываемой технологии не возникало. При расхаживании 273-мм труб дополнительные нагрузки при подъеме колонн не превышали 60—80 кН.

Как видно из данных табл. 14.20, коэффициент вытеснения бурового раствора цементным увеличивается в том случае, когда спущенные трубы непрерывно расхаживаются. Например, в скв. 7 и 8 коэффициенты вытеснения равнялись соответственно 0,99 и 0,91, тогда как во всех остальных случаях значение коэффициента не превышало 0,75. Увеличение скорости восходящего потока с 1,1 м/с в скважине № 70 до 1,7 м/с в скв. 8 способствовало лучшему вытеснению бурового раствора: значение коэффициента возросло на 8 %. Данные о цементировании кондукторов в скв. 70 и 8 позволяют сделать вывод, что использование буферной жидкости в сочетании с расхаживанием колонн обеспечивает наиболее полное замещение бурового раствора в заколонном пространстве при средней скорости потока 1,5 м/с.

14.10. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ ПРИ УСТАНОВКЕ МОСТОВ

14.10.1. ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПРОЧНОСТИ, ПРОНИЦАЕМОСТИ И СЦЕПЛЕНИЮ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Требования к физико-механическим свойствам тампонажного камня определяют в соответствии с назначением устанавливаемых мостов, которые в одних случаях должны быть непроницаемы (при опробовании), в других — обладать жесткостью (при забуливании нового ствола), в некоторых случаях — иметь повышенное сопротивление сдвигу (при распаковке пакеров, имеющих на испытателе пластов), а в некоторых — отвечать комплексу требований.

Прочность и проницаемость мостов. Цементные мосты, устанавливаемые в скважинах, часто испытывают воздействие больших депрессий. Если при этом высота моста не более нескольких метров, а собственно цементный камень недостаточно прочен и высокопроницаем, что обусловлено неправильным выбором материалов (применительно к конкретным температурным условиям) или смешением тампонажного раствора с буровым, то такой мост оказывается негерметичным и может быть разрушен.

Это подтверждается примерами, взятыми из практики опробования скважин в б. объединении "Краснодарнефтегаз".

В скв. 7 Южно-Советская мосты устанавливали в 146-мм колонне с целью перекрытия нижележащего газоносного горизонта (интервал перфорации — 3072—3061 м), дебит которого ранее составлял около 500 тыс. м³/сут газа через штуцер диаметром 17,5 мм. Пластовое давление равнялось 32,0 МПа, температура составляла 130 °С. Скважина была заполнена глинистым раствором плотностью 1,32 г/см³. Первый мост установили в интервале 3052—3036 м. Через 24 ч ОЗЦ опробовали его, создав нагрузку 120 кН, а еще через 24 ч глинистый раствор заменили водой и снизили уровень жидкости с помощью компрессора при давлении 8,5 МПа. После снятия давления скважина стала давать газ, причем наблюдался кратковременный вынос кусков цементного камня, что свидетельствовало о разрушении части цементного моста потоком газа.

Расчеты показывают, что значение перепада давления на 1 м высоты моста, находившегося выше верхних отверстий фильтра, составляло всего 0,9 МПа, но этого оказалось достаточно, чтобы вызвать движение газа по проницаемому цементному камню, а также, возможно, по поверхности контакта камня с колонной.

Второй мост установили в интервале 3044,5—3041,5 м и через 48 ч ОЗЦ провели, как и в первый раз, проверку его герметичности. Скважина вновь стала давать газ, хотя в этом случае перепад давления на 1 м высоты моста

составлял 2,0 МПа. После задавливания скважины и определения кровли моста было обнаружено полное разрушение второго моста и частичное — первого.

Вышележащий горизонт удалось испытать лишь после установки третьего моста в интервале 3055,3—3036,3 м.

В скв. 44 Армавирская мост установили в 146-мм колонне (интервалы перфорации 2304—2301 и 2295—2292 м) на глубине 2304—2298 м для прекращения притока посторонней воды вместе с нефтью. Кровля моста была на 3 м выше верхних отверстий в нижнем интервале перфорации.

После замены глинистого раствора водой и снижения уровня жидкости в скважине до глубины 1800 м путем аэрации из скважины стала поступать вода — 180 м³/сут. При повторной проверке кровля моста оказалась на 1,2 м ниже ранее зафиксированного положения, что указывало на разрушение верхней части моста потоком жидкости. Достигнутая на 1 м высоты моста депрессия 7,0 МПа свидетельствовала о том, что цементный камень находился в очень жестких условиях, которые усугублялись высокой температурой, составлявшей 125 °С на глубине 2300 м.

В скв. 2 Южно-Советская был опробован объект в интервале 3025—3018 м, дававший воду с газом. После этого в 146-мм колонне на глубине 3013 м с помощью стреляющего тампонажного снаряда СТС-5 установили резиновую пробку — тампон. Затем на нее с помощью желонки залили цементный раствор, который образовал мост в интервале 3013—3006 м.

Кровля моста (3006 м) была определена с применением каротажного кабеля и уточнена после спуска насосно-компрессорных труб.

Герметичность моста проверили, заменив глинистый раствор плотностью 1,25—1,28 г/см³ водой с последующей опрессовкой моста давлением 26 МПа. После этого провели перфорацию в интервале 2994—2986 м, спустили насосно-компрессорные трубы до глубины 2983 м, заменили глинистый раствор водой и снизили с помощью компрессора уровень жидкости в скважине на 550 м. Скважина стала давать газ с технической водой. Однако через 6 ч перелив прекратился, хотя в затрубном пространстве установилось давление 6 МПа, которое восстанавливалось каждый раз после снятия избыточного давления в затрубном пространстве, что свидетельствовало о закрытии прохода в насосно-компрессорных трубах. Это подтвердилось после подъема труб, которые оказались забитыми гель-цементным камнем, рыхлым и малопрочным.

Следовательно, подтвердилось предположение о том, что из-за относительно медленного вытекания цементного раствора из желонки происходило его смешение с глинистым раствором, которое является причиной низкого качества мостов, устанавливаемых с помощью стреляющего тампонажного снаряда и желонки. В этих случаях целесообразна закачка в колонну воды объемом не менее 1 м³.

Вновь спущенные в скважину трубы вместе с шаблоном установились на глубине 2983 м. Это свидетельствовало о том, что под действием перепада давления, составившего в момент вызова притока около 8 МПа, резиновый тампон вместе с гель-цементным мостом, не имевшим сцепления с колонной, был сорван с места и прижат к нижней части труб. По мере разрушения моста куски его скапливались в трубах, затрудняя и сокращая поступление в них жидкости. Одновременно происходило осаждение вначале крупных, а затем и мелких кусков гель-цементного камня, образовавших в насосно-компрессорных трубах пробку.

Прочность и несущая способность мостов. Мосты, устанавливаемые в необсаженной части скважин, часто не пригодны для забурирования нового ствола, так как сопротивляемость цементного камня разрушению оказывается ниже сопротивляемости окружающих горных пород. Это же вытекает из общего закона искривления ствола скважины при бурении.

В.С. Федоровым установлено, что изменение зенитного угла оси скважины выражается в виде разности

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha_k - \Delta\alpha_v, \quad (14.21)$$

где $\Delta\alpha_k$ и $\Delta\alpha_v$ — соответственно искривление и выпрямление ствола скважины.

Выражение (14.21) может быть переписано как

$$\Delta\alpha = A \frac{p_A D_A}{EI} \cos\alpha \sin\beta - B \frac{nehQ_0 \sin\alpha_0}{v\sigma}, \quad (14.22)$$

где A и B — коэффициенты пропорциональности; p_A — осевая нагрузка на долото; D_A — диаметр долота; σ — твердость горной породы; v — механическая скорость проходки; β — угол падения пластов; e — число лопастей или шарошек долота; h — высота боковой кромки долота; n — частота вращения долота; EI — жесткость направляющего участка бурильной колонны; Q_0 — вес направляющего участка колонны.

Из формул (14.21) и (14.22) видно, что интенсивность падения кривизны $\Delta\alpha_v$ обратно пропорциональна твердости породы. Следовательно, в общем случае темп изменения зенитного угла α при забурировании второго ствола будет тем выше, чем больше прочность цементного камня.

Действительная прочность камня, образуемого в скважинах при использовании современных тампонажных материалов, через 2 сут при изгибе не превышает 24,0–30,0 МПа, тогда как предел прочности на одноосное сжатие у песчаников, взятых с глубины 3000 м, составляет 34,0–57,0 МПа, а у известняков — 125,0–138,0 МПа. В связи с этим выдвигаются задачи изыскания новых тампонажных материалов, гарантирующих получение высокопрочного камня, и совершенствования технологических приемов забурирования второго ствола.

Когда цементный мост как инженерное сооружение испытывает действие очень больших вертикальных нагрузок, он должен обладать высокой несущей способностью, которая зависит от прочности цементного камня и характера его контакта с горными породами или с трубами. Наибольшее сопротивление цементного моста сдвигу возможно в тех случаях, когда между соприкасающимися материалами возникает физико-химическое сцепление, обусловленное созданием промежуточного кристаллического слоя.

Поскольку даже при турбулентном потоке между цементным камнем и горной породой или трубой всегда остается слой невытесненного глинистого раствора толщиной 0,3–2,0 мм, физико-химическое сцепление между ними отсутствует, а несущая способность моста обуславливается силами трения. Наличие слоя глинистого раствора наиболее сильно сказывается при установке мостов в обсадной колонне и последующем опробовании их испытателями ГрозНИИ. В этом случае, как показывают промысловые наблюдения, ввиду больших ударных гидравлических нагрузок при распаковке мост не обладает несущей способностью даже при наличии в скважине цементного стакана высотой 100–150 м.

Например, в скв. 24 Заманкул б. объединения "Грознефть", обсаженной 114-мм летучкой и заполненной глинистым раствором плотностью 1,45 г/см³,

цементные мосты высотой 67—137 м в интервале 3437—3300 м устанавливали 5 раз, так как при распаковке пакеров, имеющих на испытателях ГрозНИИ, эти мосты не выдерживали нагрузки и сдвигались вниз до тех пор, пока не останавливались на некоторой глубине.

Расчеты, выполненные Н.Ф. Рязanceвым и К.И. Лошкаревым, показывают, что ударные гидравлические нагрузки при распаковке могут достигать 1000 кН и более.

Плотность контакта может быть существенно повышена, если перед цементным раствором закачивать химически обработанные буферные жидкости, разрушающие и смывающие буровой раствор с поверхности труб и корку со стенок скважины.

Следовательно, тампонажные материалы нужно строго подбирать применительно к температурным условиям в скважине, стремясь во всех случаях к получению камня с максимально возможной прочностью и минимальной проницаемостью.

Необходимо предотвращать смешение тампонажных материалов глинистым раствором и создавать условия для максимального вытеснения его из интервала установки моста и плотного контакта последнего с породой или трубами.

Требуемую величину сил трения или сцепления можно определить только после проведения специальных экспериментальных исследований применительно к установке цементных мостов.

14.10.2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ И НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

В настоящей работе приведены результаты серии опытов [18], проведенных при температуре 22, 75, 100 и 140 °С и давлении 0,1; 10,0 и 40,0 МПа с цементными и цементно-песчаными мостами, которые формировались на специально сконструированной установке, позволяющей проводить исследования при температуре до 150—180 °С и давлении до 40 МПа.

Установка состоит из толстостенного корпуса и концентрично расположенной в нем 73-мм насосно-компрессорной трубы длиной 0,97 м, в которой формируют и испытывают цементные мосты. Подогрев осуществляют с помощью электропечи мощностью 1,2 кВт, помещенной в кольцевое пространство. В системе с помощью электронного моста типа ЭМД-212 автоматически поддерживается заданный температурный режим. Давление создается насосом НЖР. Несущую способность цементного моста определяют в период выдавливания его из насосно-компрессорной трубы с помощью штока, на котором имеется силоизмерительный датчик, позволяющий измерять усилия до 140 кН. Усилия регистрируют электронным вольтметром.

Описанная установка моделирует также работу обсадной колонны в период формирования в ней цементного моста. При этом основывались на критериях подобия в соответствии с правилами моделирования и на основании π -теоремы Букингама. При действии на обсадную колонну внутреннего давления p_2 (размерность PL^{-2}) определяющими параметрами являются:

$p_2; \sigma, D, \delta,$

где σ — предел текучести, размерность PL^{-2} ; D — внешний диаметр трубы, размерность L ; δ — толщина стенки трубы, размерность L .

Изменение состояния обсадной колонны можно представить в виде некоторой функциональной зависимости

$$F(p_2, \sigma, D, \delta) = 0,$$

которая на основании π -теоремы приводится к виду

$$F_1(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{n-k}) = 0,$$

где $\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{n-k}$ — критерии подобия; n — число определяющихся параметров, $n = 4$; k — число основных единиц измерения, $k = 2$.

Общее число критериев подобия $t_\pi + t_s = n - k = 2$, причем число критериев-комплекссов $t_\pi = 0$, число критериев-симплекссов $t_s = 2$.

Из определяющих параметров числителями для выражения выбираем p_2 и D , тогда

$$\pi_1 = \frac{p_2}{\sigma^{x_1} \delta^{x_2}}, \quad \pi_2 = \frac{D}{\sigma^{y_1} \delta^{y_2}}.$$

Для определения неизвестных показателей степеней выразим определяющие параметры через основные единицы измерения:

$$[\pi_1] = \frac{[PL^{-2}]}{[PL^{-2}]^{x_1} [L]^{x_2}} = 1;$$

$$[\pi_2] = \frac{[L]}{[PL^{-2}]^{y_1} [L]^{y_2}} = 1.$$

Отсюда

$$[PL^{-2}] = [PL^{-2}]^{x_1} [L]^{x_2};$$

$$[L] = [PL^{-2}]^{y_1} [L]^{y_2}.$$

Приравнявая показатели степеней у одинаковых величин, получим

$$\begin{cases} 1 = x_1 \\ 1 = -2y_1 + 2y_2 \end{cases} \begin{cases} -2 = -2x_1 + x_2 \\ 0 = y_1 \end{cases}$$

откуда $x_1 = 1$, $y_1 = 0$, $x_2 = 0$, $y_2 = 1$.

После подстановки значений показателей степеней определяем критерии подобия:

$$\pi_1 = p_2/\sigma; \tag{14.23}$$

$$\pi_2 = D/\delta. \tag{14.24}$$

Критерий π_2 выражает геометрическое подобие формы натуры и модели (соответственно индексы n и m) по условию

$$\frac{D_n}{D_m} = \frac{\delta_n}{\delta_m} = M, \tag{14.25}$$

для M — масштаб модели.

Критерий π_2 показывает, что принятой в качестве модели 73-мм трубе с $\delta_m = 5,5$ мм при $M = 2$ в натуре соответствует 146-мм обсадная труба с $\delta_m = 11$ мм.

Исследование критерия π_1 , устанавливающего подобие по прочности и напряженному состоянию, свидетельствует о том, что по прочности натура и

модель выполнены из одного и того же материала, поэтому и напряжение в них должно быть одинаковым. Такого же условия придерживаются при рассмотрении физических уравнений напряженного состояния труб в натуре и на модели.

Проведенные экспериментальные исследования позволили уяснить некоторые моменты, влияющие на качество установки мостов в скважинах. При установлении несущей способности моста распределение напряжений по длине моста было принято прямолинейным, поэтому силу сопротивления моста сдвигу τ определяли из выражения

$$\tau = \frac{Q}{\pi dl}, \quad (14.26)$$

где Q — нагрузка; d и l — соответственно диаметр и высота моста.

Водо- и газопроницаемость определяли при отсутствии противодействия на выходе образца; на входе его в зависимости от степени проницаемости моста создавалось давление в пределах 0,1–1,5 МПа. После определения водопроницаемости цементный мост "продували" воздухом в течение 1–2 ч при давлении 0,5–1,5 МПа и находили газопроницаемость.

Исследование цементных и цементно-песчаных мостов. В опытах исследовали цементные и цементно-песчаные растворы (В/Ц = 0,45 ÷ 0,5) при соотношении компонентов 2 : 1 и 3 : 1 на основе портландцемента для "горячих" скважин, кварцевого (краснодарского) и кварцево-магнетитового (грузинского) песка. Примененный в опытах цемент завода "Октябрь" удовлетворял требованиям ГОСТ 1581–97, а приготовленный из него раствор с В/Ц = 0,5 при температуре 75 °С и давлении 0,1 МПа имел начало схватывания 2 ч 20 мин и конец схватывания 2 ч 45 мин.

В табл. 14.23 приведены результаты определения прочности и проницаемости цементных и цементно-песчаных образцов-балочек, твердевших в водной среде при температуре 22; 100 и 140 °С и давлении соответственно 0,1; 35,0 и 40,0 МПа.

Таблица 14.23

Прочность и проницаемость экспериментальных цементных мостов

Но- мер опы- та	Состав раствора, массовая часть				Плот- ность, г/см ³	Расте- кае- мость по ко- нусу АзНИИ, см	Фактиче- ские условия твердения		Предел прочности через 48 ч, МПа		Газопро- ницае- мость, определен- ная по стандарт- ной мето- дике на аппарате ГК-5, 10 ⁻⁵ м ²
	Це- мент	Квар- цевый песок	Квар- цево- магне- тито- вый песок	Вода			T , °С	p , МПа	при изги- бе	при сжа- тии	
1	1	—	—	0,45	1,90	17,0	22	0,1	5,6	10,8	0,20
2	2	—	1	0,90	2,19	17,0	22	0,1	5,1	12,5	0,60
3	2	1	—	1,00	1,98	19,0	22	0,1	4,6	9,3	0,86
4	3	—	1	1,35	2,05	17,0	22	0,1	5,2	9,9	0,30
5	3	1	—	1,50	1,94	19,5	22	0,1	4,8	8,3	0,59
6	1	—	—	0,45	1,90	17,0	100	35,0	6,0	13,3	1,52
7	2	1	—	1,00	1,98	19,0	100	35,0	5,3	11,9	0,60
8	3	1	—	1,00	1,94	19,5	100	35,0	6,6	12,7	0,62
9	3	—	1	1,35	2,05	17,0	100	35,0	7,9	12,6	0,54
10	1	—	—	0,45	1,90	17,0	140	40,0	21,2	5,4	22,70
11	2	1	—	1,00	1,98	19,0	140	40,0	8,5	19,8	0,00

Данные, приведенные в табл. 14.23, подтверждают полученные ранее закономерности относительно изменения физико-механических свойств цементного и цементно-песчаного камня при различных температурах.

В табл. 14.24 приведены результаты исследования проницаемости через 2 сут и несущей способности мостов, установленных в 73-мм насосно-компрессорных трубах с чистой и покрытой глинистым раствором внутренней поверхностью. В качестве покрытия использовали не содержащий нефти химически обработанный глинистый раствор, взятый из скв. 3 Федоровская б. объединения "Краснодарнефтегаз" при глубине забоя 4570 м. Раствор имел плотность $1,67 \text{ г/см}^3$, вязкость 30 с по СПВ-5 и $\text{CHC}_{1/10} = 0,6/2,8 \text{ Па}$.

В зависимости от времени выдержки трубы в растворе удавалось получать на ее поверхности слой загустевшего бурового раствора толщиной 0,3–2,0 мм.

После покрытия внутренней поверхности труб буровым раствором и установки моста через 48 ч ОЗЦ определяли его проницаемость.

Как видно из данных, приведенных в табл. 14.25, при комнатной температуре и атмосферном давлении водо- и газопроницаемость моста, твердевшего в водной среде, незначительна в том случае, когда поверхность труб не покрывалась буровым раствором. Аналогичная картина наблюдается и при температуре 75 и 100 °С. Отмечено также, что чем толще глинистый слой, тем выше проницаемость моста. Так, в опытах № 2, 8, 10 (см. табл. 14.24) прослеживается значительное увеличение газопроницаемости мостов, установленных в трубах, поверхность которых была покрыта толстым глинистым слоем ($\delta = 0,5 \div 1,5 \text{ мм}$). Характерно, что в том случае, когда слой тонкий ($\delta = 0,3 \div 0,5 \text{ мм}$), проницаемость моста увеличивается очень незначительно. Для этого достаточно сопоставить между собой данные опытов № 5 и 6 (см. табл. 14.24).

Отмеченные факты объясняются явлением контракции при гидратации цемента. В данном случае вода из глинистого слоя поглощается, а потрескавшаяся, пористая, высокопроницаемая масса свободно пропускает флюиды и наиболее эффективно — газ. В проведенных опытах контракция особенно интенсивно проявлялась при твердении образцов в воздушной среде и наличии на стенках труб толстого глинистого слоя.

Результаты проведенных опытов сводятся к следующему.

1. Проницаемость цементных мостов, твердевших в водной (табл. 14.25, опыты № 12 и 16) или воздушной (табл. 14.26, опыты № 21 и 24) среде при температуре 75 и 100 °С, низка и не превышает $0,13 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. С ростом температуры проницаемость мостов резко увеличивается, достигая при 140 °С через 2 сут $18,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (опыт № 19).

Проницаемость цементно-песчаных мостов с ростом температуры уменьшается и при 140 °С равна нулю (опыты № 20 и 28). Во всех случаях проницаемость мостов незначительно отличается от проницаемости образцов-балочек, определенной на аппарате ГК-5.

2. При наличии на стенках труб слоя глинистого раствора и твердения образцов в воздушной среде проницаемость мостов резко возрастала. Так, в опыте № 13, когда образец твердел в воздушной среде лишь первые 6 ч, проницаемость увеличилась от нуля до $61,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В тех случаях, когда мост полностью формировался в воздушной среде и вода, отсасываемая из глинистого раствора, ничем не восполнялась, наблюдалось интенсивное увеличение проницаемости. При повышении температуры в связи с уско-

Т а б л и ц а 14.24

Проницаемость и несущая способность экспериментальных цементных мостов
(фактические условия проведения опыта: T = 22 °С, p = 0,1 МПа)

Номер опыта	Номер трубы, в ко- торой прово- дился опыт*	Состав раствора, массовая часть				Высота моста, см	Водопроницае- мость, 10 ⁻¹⁵ м ²		Газопроницае- мость, 10 ⁻¹⁵ м ²		Несущая способность моста, МПа, при поверхности труб			
		Цемент	Квар- цевый песок	Кварце- во- магнети- товый песок	Вода		Чистая поверх- ность	Покрытая глинис- тым раст- вором по- верхность	Чистая поверх- ность	Покрытая глинистым раствором поверх- ность	чистой		покры- той гли- нистым раство- ром, сила трения	
											сила сцеп- ления	сила тре- ния		
1	2	1	—	—	0,45	22,0	2,98	—	—	—	0,5	1,6*	—	
2	8	1	—	—	0,45	22,0	—	3,84	—	4,31	—	—	2,3*	
3	7	2	—	1	0,90	11,0	2,26	—	2,38	—	0,8	1,1*	—	
4	5	2	—	1	0,90	19,0	—	343,00	—	430,00	—	—	0,2	
5	6	2	1	—	1,00	14,0	0,59	—	0,72	—	1,0	0,5	—	
6	14	2	1	—	1,00	15,0	—	1,04	—	1,04	—	—	0,7	
7	6	3	—	1	1,35	13,5	0,10	—	0,40	—	0,8	0,6	—	
8	5	3	—	1	1,35	15,0	—	0,75	—	6,55	—	—	0,5	
9	6	3	1	—	1,50	16,0	0,65	—	—	—	0,4	0,4	—	
10	8	3	1	—	1,50	16,6	—	1,32	—	18,10	—	—	1,1*	
*Трубы с повышенной овальностью и шероховатостью.														

Т а б л и ц а 14.25

Проницаемость и несущая способность экспериментальных цементных мостов при различных фактических условиях проведения опыта

Номер опыта	Номер трубы, в ко- торой прово- дился опыт	Состав раствора, массовая часть			Высота моста, см	Фактические условия опыта		Водопроницае- мость, 10 ⁻¹⁵ м ²		Газопроницае- мость, 10 ⁻¹⁵ м ²		Несущая способность моста, МПа, при поверхности труб		
		Цемент	Квар- цевый песок	Вода		Т, °С	р, МПа	Чистая поверх- ность	Покры- тая гли- нистым раствор- ом по- верх- ность	Чистая поверх- ность	Покры- тая гли- нистым раствор- ом по- верх- ность	чистой		покры- той гли- нистым раствор- ом, сила трения
												сила сцеп- ления	сила трения	
11	3*	1	—	0,45	24,2	22	0,1	—	—	—	—	1,145*	0,977	—
12	11	1	—	0,45	18,8	75	0,1	0,00	—	—	—	0,917	0,903	—
13	15	1	—	0,45	11,5	75	0,1	—	50,50	—	61,50	—	—	0,147
14	11	2	1	1,00	19,5	75	0,1	0,85	—	0,92	—	1,215	1,025	—

рением процессов гидратации эффект контракции цемента проявлялся более интенсивно, а последствия ее были тем сильнее, чем толще глинистый слой.

Рассмотрим несколько примеров из табл. 14.26.

а) увеличение толщи пристеночного слоя от 0,2–0,3 (опыт № 22) до 1,5 мм (опыт № 23) привело к росту проницаемости от 82,2 до $2665 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;

б) в опытах № 24 и 25 при наличии на стенках труб глинистого слоя толщиной $\delta = 0,3 \div 0,5 \text{ мм}$ проницаемость составила соответственно $198,5 \cdot 10^{-15}$ и $149,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В опыте № 26 увеличение δ до 0,5–1,0 мм привело к росту проницаемости до $747 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Меньшая проницаемость цементно-песчаного образца в опыте № 25 по сравнению с проницаемостью цементного образца в опыте № 24 при наличии на поверхности труб одинакового слоя глинистого раствора вполне объяснима и показывает, что при уменьшении содержания портландцемента в тампонажном растворе эффект контракции заметно уменьшается. Справедливость этого положения была подтверждена специальными опытами;

в) в том случае, когда величина δ возросла от 0,3–0,5 мм (опыт № 27) до 0,5–2 мм (опыт № 28) и движение воздуха происходило по отдельным каналам, образовавшимся после вытеснения из них глинистого раствора, проницаемость увеличилась от 410,6 до $6926 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

3. Исследования несущей способности мостов, сформированных при температуре 75, 100 и 140 °С при отсутствии глинистого слоя, показали, что характер изменения сил сцепления τ_c и сил трения τ_r подчиняется тем же закономерностям, что и в опытах при температуре 22 °С. Значения сил определяются физико-механическими свойствами цементного камня, шероховатостью, разностенностью и овальностью труб, что хорошо подтверждается результатами опытов.

Анализ полученных данных позволяет установить общую закономерность существования симбатной связи между прочностью цементного камня и несущей способностью мостов. Характерно при этом, что во всех случаях с уменьшением прочности цементного камня снижается несущая способность мостов. Несущая способность цементно-песчаных мостов возрастает во всем диапазоне увеличения температур. При этом прочность цементно-песчаного камня и его сцепления с металлом при температуре 140 °С (см. табл. 14.25, и 14.26 № 20 и 28) очень велика.

4. Если поверхность труб была покрыта слоем глинистого раствора, то силы сцепления падали до нуля, а сопротивление моста сдвигу целиком определялось силами трения. Как видно, несущая способность моста резко уменьшается с увеличением толщины глинистого слоя. Во всех случаях при наличии слоя толщиной 0,5–1,0 мм величина τ_r не превышала 0,12–0,15 МПа, увеличение толщины пристеночного слоя до 0,5–2,0 мм приводит к уменьшению τ_r до 0,04–0,07 МПа. Эти же мосты при отсутствии слоя глинистого раствора на поверхности труб имели несущую способность в пределах 2,24–3,17 МПа.

Для проверки эффекта контракции были проведены и другие опыты, которые сводились к следующему. Цементный раствор наливался в колбы. Сверху на его поверхности распределяли буровой раствор, взятый из скв. 8 Великая (объединение "Краснодарнефтегаз"). Колбы запаивали. По мере твердения цементного раствора в колбах создавался вакуум, вода из бурового раствора отсасывалась цементным образом. При толщине слоя бурового раствора $\delta = 1,0 \div 1,5 \text{ мм}$ после затвердевания цементного раствора возникала густая сеть трещин, близко расположенных друг от друга. При увеличе-

нии толщины слоя глинистого раствора до 3,5–4,0 мм сеть трещин более разреженная, но трещины пронизывают лишь слой раствора, т.е. создается опасность повышения проницаемости моста.

Ввиду того, что при установке мостов в скважинах высота подъема цементного раствора значительна, глинистый слой обезвоживается во всех случаях. Данное обстоятельство менее опасно в случае изоляции водоносных горизонтов, но может привести к очень серьезным последствиям при изоляции газоносных пластов.

С повышением температуры эффект контракции проявляется более интенсивно, так как ускоряются процессы гидролиза и гидратации цемента. За меньший промежуток времени развивается больший вакуум и происходит более интенсивный отсос влаги в цементный раствор (камень).

При установке мостов в необсаженных скважинах, естественно, обезвоживаются остатки не только глинистого раствора, но и глинистой корки. Чем больше объем цементного раствора (диаметр скважин), тем большее количество воды отсасывается из глинистых растворов корки. Герметичность мостов резко снижается, и при изоляции газоносного объекта с высоким пластовым давлением они не выполняют своего назначения.

Поскольку уже на глубине 2000–3000 м температура пластов достигает 70–120 °С, был изучен эффект обезвоживания глинистого раствора, находящегося на твердеющем цементном растворе. Через сутки твердения при температуре 75 °С (в автоклаве) буровой раствор в герметически запаиванной колбе превратился в потрескавшуюся массу, очень пористую, высокопроницаемую, способную практически при малом перепаде давления пропускать флюиды.

Для уменьшения эффекта контракции при установке мостов необходимо применять различные наполнители, снижающие общее содержание цемента в одном и том же объеме раствора, а также использовать материалы, эффект контракции которых уменьшен: шлаки, белитокремнеземистый цемент и т.д.

Проведенные исследования показали, что несущая способность моста зависит от различных факторов:

- 1) условий формирования цементного камня, определяющих его прочность и проницаемость;
- 2) степени шероховатости внутренней поверхности труб;
- 3) овальности и прямолинейности труб;
- 4) чистоты поверхности, наличия или отсутствия на ней слоя глинистого раствора;
- 5) состава и качества применяемых материалов.

Проведенные исследования также показали, что при выдавливании цементного моста нагрузка вначале достигает максимума (рис. 14.11), затем падает и стабилизируется на некоторой величине. Это позволяет вычислить "силу сцепления" металла с цементным камнем:

$$\tau_c = \tau - \tau_r, \quad (14.27)$$

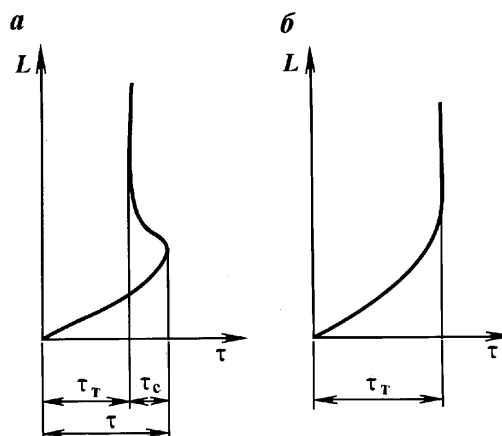
где τ — общее сопротивление моста сдвигу, определяемое по формуле (14.26).

Выражение (14.27) можно переписать также в виде

$$\tau_c = \frac{Q}{\pi dl} - \frac{Q_r}{\pi dl}, \quad (14.28)$$

Рис. 14.11. Изменение силы сопротивления сдвигу моста:

† — поверхность трубы чистая; · — поверхность трубы покрыта тонким слоем бурового раствора, труба имеет повышенную шероховатость и овальность



где Q_T — стабилизированная (установившаяся) нагрузка при выдавливании моста.

Величина сил трения τ_T неискривленных труб определяется прочностью цементного камня, а также шероховатостью, разностенностью и овальностью труб. Из этих факторов применительно к установке мостов первостепенное значение имеют прочность камня и овальность труб, изменяющаяся по их длине и способствующая увеличению несущей способности моста.

Для оценки влияния муфт обсадных труб на несущую способность моста был поставлен опыт № 11, который показал, что при малой высоте моста муфта способствует значительному увеличению его сопротивления сдвигу. Считая, что сила сцепления цементного камня с металлом по аналогии с опытом № 1 составляет 0,51 кг МПа, силу сопротивления сдвигу можно определить из выражения

$$Q'_c = (L-l)\pi d\tau_c, \quad (14.29)$$

где L — общая высота моста, $L = 24,2$ см; l — расстояние между торцами труб в муфте, $l = 3$ см;

$$Q'_c = (24,2 - 3) \cdot 3,14 \cdot 6,2 \cdot 0,51 = 21 \text{ кН.}$$

Полная нагрузка, обусловленная в опыте № 11 силами сцепления, составляла $Q_c = 54$ кН. Это значит, что увеличение несущей способности моста за счет образования цементного пояса в муфте трубы равно 33 кН. Рассмотрим эту величину. Если предположить, что в среднем на каждые 10 м труб приходится одна муфта, то увеличение τ_c составит 0,02 МПа. Знание и учет этой величины особенно важны в тех случаях, когда из-за наличия слоя глинистого раствора на стенках труб сцепление цементного камня с металлом отсутствует. Величина τ_c определяется прочностью цементного камня и поэтому не является постоянной как по глубине скважины, так и в зоне одинаковых температур.

Последующие работы, проведенные при температуре 75–140 °С, выявили интенсивный рост значений цементных и цементно-песчаных растворов. При температуре 100 °С максимальное значение τ_c цементного раствора с В/Ц = 0,45 достигло 19,5 МПа. Увеличение силы сцепления цементного камня с металлом связано с повышением прочности цементного камня.

являются незаменимым материалом при установке мостов в высокотемпературных скважинах, где применение даже цементно-песчаных смесей практически исключено из-за невозможности подбора рецептуры растворов по срокам схватывания. Несмотря на это, вопрос использования шлакоцементов для установки мостов до настоящего времени во многом остается неизученным.

В связи с этим на описанной выше установке было проведено исследование проницаемости и несущей способности шлаковых и шлакопесчаных мостов, сформированных в водной или воздушной среде при температуре до 140 °С и давлении до 25,0 МПа.

В опытах использовали молотый доменный шлак Коммунарского завода. Удельная поверхность шлака — 3330 см²/г, плотность — 2,95 г/см³. Шлак удовлетворял требованиям ГОСТ 3476—60 на основные шлаки, имея модуль основности 1,14 и модуль активности 0,20.

Химический состав шлака (в процентах) приведен ниже.

CaO.....	47,33
MgO.....	4,23
Al ₂ O ₃	7,47
SiO ₂	38,16
FeO.....	0,28
MnO.....	0,74
S.....	1,79

В качестве добавки к шлаку использовали кварцевый (кубанский) песок со средней крупностью зерен 0,257 мм. Для сопоставления результатов испытания мостов были исследованы образцы-балочки аналогичных составов (табл. 14.27), твердевшие в автоклавах и испытанные затем на проницаемость и прочность.

В табл. 14.28 приведены данные о мостах, твердевших в течение 2 сут в водной (опыты № 1—4) или воздушной (опыты № 5—7) среде при температуре 100 и 140 °С. Для получения сопоставимых данных во всех опытах использовали 73-мм насосно-компрессорную трубу № 11, имевшую очень малую овальность и гладкую внутреннюю поверхность. В качестве покрытия применяли не обработанный нефтью глинистый раствор с буровой скв. 6 Федоровская (объединение "Краснодарнефтегаз"), который характеризовался следующими показателями: плотность — 1,41 г/см³, вязкость — 25 с по СПВ-5, $\text{CHC}_{1/10} = 0,9/4,5$ Па.

В связи с тем, что практически во всех случаях в скважине остается пристеночный слой глинистого раствора, основное внимание обращали на

Таблица 14.27

Состав и свойства растворов

Состав раствора, массовая часть			Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Плотность раствора, г/см ³	Условия твердения		Предел прочности, МПа		Водопроницаемость 10 ⁻¹⁵ м ²
Шлак	Кварцевый песок	Вода			Т, °С	р, МПа	при изгибе	при сжатии	
1	—	0,45	21	1,84	100	100	1,45	2,80	0,00
2	1	1,00	18	1,95	100	100	1,81	3,76	0,60
1	—	0,45	21	1,84	140	250	3,00	6,98	0,00
2	1	1,00	18	1,95	140	250	5,03	9,98	0,04

Проницаемость и несущая способность экспериментальных шлакопесчаных мостов

*В знаменателе указана высота моста, установленного в трубах, поверхность которых была покрыта слоем глинстого раствора.

Несущая способность экспериментальных цементных мостов

А – цементный раствор с В/Ц = 0,5 и $\rho = 1,84 \text{ г/см}^3$, растекаемость – 16,5 см; Б – тот же раствор, к которому добавлено 0,4 % ССБ, растекаемость – 24 см.

установление влияния эффекта контракции на изменение проницаемости мостов из-за обезвоживания глинистого слоя и превращения его в трещиноватую высокопроницаемую массу.

Результаты проведенных исследований сводятся к следующему.

1. Проницаемость шлаковых мостов, твердевших в водной среде (опыты № 1 и 2) при температуре 100 °С, довольно высока и достигает почти $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Повышение температуры до 140 °С способствует значительному снижению проницаемости мостов, которая при твердении образцов в воздушной среде уменьшается до нуля.

2. При наличии на стенках труб слоя бурового раствора и при твердении образцов в воздушной среде проницаемость мостов резко возрастает, достигнув $220 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (см. опыт № 6). Использование шлакопесчаного раствора и уменьшение толщины слоя до 0,2–0,3 мм приводит к снижению проницаемости до $20,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (опыт № 8). Сопоставление этих данных с результатами проведенных ранее исследований проницаемости цементных мостов, твердевших в аналогичных условиях, показывает, что из-за высокой степени контракции портландцементных растворов проницаемость мостов из них во всех случаях в 2–4 раза выше, чем мостов из шлаковых растворов. Все это подтверждает выданные ранее рекомендации о необходимости уменьшения содержания количества цемента в единице объема раствора путем введения наполнителей, а также применения материалов с меньшим эффектом контракции.

3. Исследование несущей способности шлаковых мостов, сформированных при температуре 100 °С (опыты № 1 и 2), показало отсутствие общей закономерности, свойственной мостам из растворов на основе портландцементов, так как, несмотря на полную чистоту поверхности труб, сцепление шлакового или шлакопесчаного раствора с металлом равнялось нулю, а сопротивление мостов сдвигу целиком определялось силами трения, достигающими максимума у шлакопесчаных образцов. Сцепление с трубами шлаковых образцов, как показывают опыты № 3–5 и 7, обнаруживается только при очень высоких температурах. Отсутствие физико-химического взаимодействия шлакового цемента с металлом при низких температурах подтверждается многими исследованиями и объясняется физико-химической природой шлаковых материалов.

4. Увеличение температуры до 140 °С приводит к значительному росту несущей способности мостов (опыты № 3–5 и 7). Как видно из опытов, основную роль играют силы трения, достигающие 0,5–0,6 МПа и превышающие силы сцепления в 4–6 раз. Интересно отметить, что значение силы сцепления шлаковых мостов (опыты № 3 и 5) примерно в 1,5 раза больше, чем шлакопесчаных (опыты № 4 и 7). В связи с этим естественно предположить, что введение песка, выполняющего роль наполнителя и не проявляющего в шлаках высокой химической активности при данных температурах, уменьшает площадь контакта шлакового цемента с металлом и приводит к уменьшению сил сцепления. Между величинами сил трения и прочностью камня (см. табл. 14.27) отчетливо прослеживается симбатная связь.

5. Если на поверхности труб имелся слой глинистого раствора, то сцепление падало до нуля, а сопротивление моста сдвигу определялось только силами трения.

Как видно из проведенных опытов, при увеличении толщины глинистого слоя от 0,2–0,3 до 0,5–0,7 мм происходит интенсивное падение несущей

способности моста от 0,5 до 0,1 МПа. Очевидно, при большей толщине пристеночного слоя глинистого раствора сопротивление мостов сдвигу (аналогично результатам опытов с цементными растворами) уменьшится еще значительнее. Для подтверждения этого были проведены исследования несущей способности цементных мостов, устанавливаемых при эксцентричном размещении заливочных труб в колонне.

Исследование несущей способности цементных мостов, устанавливаемых при эксцентричном положении заливочных труб в колонне, исследования, проведенные на модели, которая позволяет изучить характер движения наклонного потока цементного раствора в эксцентричном кольцевом пространстве, показали, что "мертвые" зоны в наклонных скважинах остаются вследствие образования глинистой корки и желоба либо из-за невытесненного глинистого раствора, занимающего до 60 % сечения.

Влияние рассматриваемого фактора при установке цементных мостов было исследовано на экспериментальной установке. При этом были использованы трубы № 7 и 8 (табл. 14.29), имевшие значительную овальность и повышенную шероховатость, обусловленную коррозией металла.

Исследования проводили в определенной последовательности. Через стеклянную трубку диаметром 31 или 24 мм, односторонне прилегающую к внутренней поверхности трубы, заливали цементный раствор плотностью 1,84 г/см³. Через 48 или 96 ч ОЗЦ определяли несущую способность, диаметр и высоту моста, степень вытеснения глинистого раствора цементным и т.д.

В опытах № 1, 2 (см. табл. 14.29) был использован утяжеленный глинистый раствор неудовлетворительного качества. Цементный раствор также имел высокую вязкость, так как растекаемость по конусу АзНИИ не превышала 16,5 см.

Установлено также, что верхняя часть моста (13–15 см) представляла собой гель-цементную массу с низкой прочностью. Смещение растворов наблюдалось и в нижней части моста. Средняя толщина невытесненного пристеночного слоя глинистого раствора по всей длине трубы составляла 1,0–1,5 мм. В обоих случаях отмечена сохранность столбика цементного раствора. Несущая способность мостов в этом случае не превышала 0,05–0,06 МПа.

Положение резко улучшилось при применении растворов с удовлетворительными показателями реологических свойств. В опытах № 3–6 был использован высококачественный глинистый раствор вязкостью 29 с по СПВ-5 и $\text{СНС}_{1/10} = 0,9/6,5$ Па. Цементный раствор, обработанный 0,4 % ССБ, имел высокую подвижность (растекаемость – 24 см по конусу АзНИИ). Положительную роль сыграла и значительная разность плотностей растворов, составившая 0,63 г/см³.

Во всех четырех опытах (№ 3–6), независимо от диаметра заливочной трубки, был получен достаточно монолитный цементный мост (опыт № 5). Как правило, верхняя, малопрочная часть моста оказывалась разрушенной. В этой части цементный камень очень неоднороден и содержит много включений бурового раствора, число которых уменьшается сверху вниз по длине моста. Средняя толщина пристеночного слоя глинистого раствора составляла 0,5–1,5 мм, достигая во всех случаях 1,5–2,0 мм в зоне прилегания заливочной трубки к поверхности 73-мм насосно-компрессорной трубы.

Несущая способность установленных мостов в опытах № 3–6 через 48 ч ОЗЦ составляла 0,09–0,1 МПа. С увеличением прочности и жесткости камня несущая способность мостов возрастает, достигая 0,284–0,295 МПа через 96 ч ОЗЦ.

На основании описанных в настоящем обзоре исследований представляется возможность сформулировать применительно к установке цементных мостов в глубоких скважинах следующие рекомендации.

1. Качество мостов, устанавливаемых в скважинах, зависит от многих одновременно действующих природных, технических и субъективных факторов. Знание и правильный учет этих факторов — основа получения герметичных и прочных цементных мостов в глубоких высокотемпературных скважинах.

2. Высокие температуры и давления являются одной из причин резкого ухудшения реологических свойств тампонажных портландцементных растворов задолго до наступления начала их схватывания. В связи с этим необходимо определять реологические свойства растворов и их загустеваемость с помощью капиллярного вискозиметра или консистометра.

3. Реологические свойства растворов улучшают с помощью добавок ССБ, благодаря которым структурная вязкость и предельное динамическое напряжение сдвига растворов снижаются в 3 раза и более. Наиболее эффективно ССБ разжижает растворы в начальный период их затворения и при низких температурах. При высоких температурах действие ССБ непродолжительно. В подобных случаях ее нужно использовать совместно с другими реагентами.

4. При высоких температурах для обработки тампонажных растворов рекомендуется применять новые комбинированные замедлители, состоящие из смеси ССБ и хромпика, КМЦ и хромпика, гипана и хромпика. Их широко используют при цементировании глубоких скважин. Реагенты экономичны, так как при малых добавках эффективно замедляют схватывание и улучшают структурно-механические свойства тампонажных растворов.

5. Применение хлористого натрия позволяет получать стабильные по свойствам цементные и цементно-песчаные растворы, что очень важно для предотвращения роста давления в период установки мостов и цементирования скважин.

6. Оптимальные добавки соли, при которых наблюдается значительное улучшение реологических свойств растворов и физико-механических свойств камня, составляют 5,0–7,5 % от массы цемента.

7. Область применения солосодержащих растворов на основе портландцемента можно расширить путем обработки их комбинированными замедлителями схватывания. При высоких температурах можно также использовать солосодержащие растворы на основе шлака.

8. Большую опасность при установке мостов представляет смешение глинистого раствора с тампонажным, которое приводит к образованию высоковязких нетекучих смесей, резкому повышению давления и оставлению цементного раствора в трубах ввиду невозможности восстановления обратной циркуляции для "срезки" кровли установленного моста.

9. Введение 5–10 % цементного раствора в глинистый приводит к сильной коагуляции последнего с образованием непрокачиваемой пробки, поэтому практически цементирование скважин должно осуществляться без соприкосновения указанных жидкостей между собой.

10. Цементный раствор, как без добавок, так и с добавками замедлителей приводит к коагуляции глинистый раствор в большей степени, чем шлаковый.

11. При отсутствии разделительной буферной жидкости между цементным и глинистым растворами в кольцевом пространстве и трубах образуются зоны смешения протяженностью 200–400 м и более.

12. На интенсивность образования зоны смешения большое влияние оказывает состояние внутренней поверхности труб. Объем зоны смешения значительно возрастает, если в качестве заливочного инструмента используют бурильные трубы. При этом потери тампонажного раствора из-за смешения на 1000 м пути при использовании 114–141-мм труб достигают 0,6–0,8 м³, а в некоторых случаях и более.

13. Для предотвращения смешения тампонажного и глинистого растворов необходимо применять разделительные жидкости, которые при этом не должны загущать соприкасающиеся с ними растворы.

14. Применение в качестве разделительной жидкости воды позволяет уменьшить потери цементного раствора на 1000 м пути до 0,15–0,25 м³. При использовании насосно-компрессорных труб потери не превышают 0,10–0,15 м³.

15. Высота столба буферных жидкостей в кольцевом пространстве и трубах должна составлять не менее 150 м. При установке моста в кавернозной части ствола объем первой порции буферной жидкости должен быть увеличен до предела, допускаемого геолого-техническими условиями в данной скважине.

16. Для сокращения потерь тампонажного раствора в трубах целесообразно между первой порцией буферной жидкости и тампонажным раствором устанавливать самоуплотняющуюся разделительную резиновую пробку.

17. При установке мостов следует добиваться турбулизации потока цементного раствора в период его движения в кольцевом пространстве, так как при этом вытесняется до 95 % глинистого раствора. Для выполнения указанного условия необходимо строго соблюдать режим продавливания, чтобы незадолго до начала поступления тампонажного раствора в затрубное пространство одновременно работали с максимальной производительностью все установленные цементируемые агрегаты.

18. Необходимую скорость подъема растворов нужно определять в соответствии с реологическими свойствами предназначенных для использования тампонажных растворов. Для снижения требуемых скоростей движения до 1–2 м/с тампонажные растворы во всех случаях необходимо обрабатывать реагентами-понижителями вязкости (типа ССБ и др.), оптимальные добавки которых подбирают в лаборатории.

19. Степень вытеснения глинистого раствора из кольцевого пространства значительно увеличивается, если одновременно применять буферную жидкость и расхаживать заливочные трубы. Характерно, что в тех скважинах, которые цементировали растворами, не обработанными понизителями вязкости, и в которых скорость подъема составляла менее 1 м/с, коэффициент вытеснения не превышал 60 %. Использование в качестве буферной жидкости только воды повышает в этих условиях степень вытеснения до 75 %, а при сочетании этого с расхаживанием колонны, коэффициент вытеснения возрастает до 90 % и более.

20. Для установки мостов при температуре до 100 °С рекомендуется использовать портландцементные растворы. Увеличение температуры до 140 °С резко ухудшает физико-механические свойства камня и снижает несущую способность моста.

21. При температуре 100–140 °С и более необходимо применять (если возможно подобрать рецептуру по срокам схватывания) цементно-песчаные растворы с соотношением цементирующего материала и наполнителя 4 : 1, 3 : 1 и 2 : 1. Камни из этих растворов имеют проницаемость, близкую к нулю, и очень высокую силу сцепления с металлом. Мосты из этих смесей особенно целесообразно устанавливать при забуливании второго ствола или опробовании с помощью испытателя пластов.

22. При температуре 130 °С и более высокое качество мостов достигается при использовании шлакопесчаных растворов (соотношение 3 : 1, 2 : 1 и 3 : 2), из которых получается камень с низкой проницаемостью и достаточно высокой прочностью.

23. Сроки ОЗЦ при установке мостов определяют в соответствии с конкретными температурными условиями в скважине, физико-механическими свойствами получаемого камня и назначением моста. Продолжительность периода ОЗЦ при установке мостов находится в пределах 24–72 ч. Если мост предназначен для забуливания нового ствола или применения испытателя пластов, принимается максимальный срок ОЗЦ.

24. При наличии на стенках труб слоя глинистого раствора сцепление цементного камня с металлом равно нулю, а несущая способность моста определяется главным образом прямолинейностью и овальностью труб. Увеличение толщины глинистого слоя резко снижает сопротивление моста сдвигу. Для получения прочных мостов рекомендуется проводить технологические мероприятия с целью удаления глинистого раствора с поверхности труб в процессе установки моста.

25. Слой глинистого раствора на стенках труб увеличивает проницаемость моста за счет обезвоживания этого слоя под действием контракции цементного камня. Для снижения эффекта контракции рекомендуется применять различные наполнители, уменьшающие общее содержание цемента в растворе, а также использовать материалы, эффект контракции которых понижен (шлаки, белитокремнеземистый цемент и т.д.).

26. Муфтовые соединения способствуют увеличению несущей способности моста.

27. Эксцентричное положение заливочного инструмента в скважине уменьшает степень вытеснения глинистого раствора цементным раствором и несущую способность моста. Влияние этого фактора особенно заметно, если используют растворы с неудовлетворительными реологическими свойствами и малой разностью плотностей. В связи с этим перед установкой мостов необходимо добиваться максимального улучшения структурно-механических свойств глинистых растворов.

28. Цементные мосты, устанавливаемые в кавернозной части ствола, как правило, бывают плохого качества. Это отчетливо обнаруживается при забуливании вторых стволов, когда из-за недостаточной прочности и монолитности камня мосты легко разрушаются.

29. Созданию надежных мостов в кавернозной части ствола способствует проведение комплекса технологических мероприятий, связанных с кавернометрированием скважины, проработкой ее ствола в интервале установки моста со скоростью не более 30 м/ч при одновременном гидромониторном

размыве загустевших масс глинистого раствора в кавернах, закачкой значительных объемов буферной жидкости — воды, использованием завышенных количеств тампонажных материалов, в 1,5–2,0 раза превышающих расчетные, и др.

30. Установка мостов в кавернозной части ствола способствует увеличению кавернообразования и улучшает состояние ствола скважины.

31. Технологические расчеты и подготовительные работы к установке цементных мостов рекомендуется проводить в соответствии с описанной в разделе 4 методикой.

32. Проверка качества мостов давлением жидкости малоэффективна. Для определения герметичности и несущей способности мостов следует прибегать либо к применению испытателей пластов, либо к снижению уровня жидкости в скважине путем аэрации.

14.11. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов [106].

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, данных табл. 14.26, а также статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения бурового раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки. Расчет производится по формулам (14.1), (14.2), (14.3) в соответствии с данными табл. 14.26.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости — воды (вторая порция входит в общий объем продавочной жидкости) и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (14.7), (14.5), (14.9), (14.10) и (14.8). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты ϵ_1 и ϵ_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (ведется с учетом скорости потока в кольцевом пространстве и особенностей управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств).

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

6. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в соответствии с табл. 14.30.

Особенности данного расчета можно рассмотреть на примере установки в обсаженной скважине диаметром 220 мм на глубине 4500 м цементного моста, который выдерживал бы перепад давления 20 МПа. Цементный мост установлен через колонну бурильных труб диаметром 140 × 114 мм, внутренний объем которого равен 45 м³. Расчетные данные в зависимости от технологических особенностей установки представлены в табл. 14.31. Эти данные показывают, что необходимый объем цементного раствора в зависимости от условий может значительно превысить объем скважины в интервале установки моста. С увеличением глубины эта разница возрастает (в рассматриваемом примере даже в 7–20 раз).

Необходимая высота в значительной мере зависит от технических средств, используемых при его установке. Следовательно, ее надо определять не только исходя из конкретных требований к герметичности и несущей способности моста, но и с учетом возможности проведения тех или иных

Таблица 14.30

Мероприятия по предупреждению осложнений

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Повышение давления и прихват заливочной колонны	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости затворения — воды	Жесткий контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с буровым	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон	То же, а также применение центраторов, эксцентрикоров
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка	Цементирование, расхаживание колонны, применение легко разрушаемых или отсоединяемых хвостовиков
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектом интервале установки моста	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора
	Смещение цементного раствора с находящейся с ним в контакте жидкостью и низкая точность его продавливания	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта	Снижение вязкости и СНС бурового раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика
	Наличие каверны или желобной выработки	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентрикоров
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками скважины	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки
Газопроницаемость моста	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в цементный раствор высоковязкой жидкости

Таблица 14.31

Расчетные данные при установке мостов

Показатели	Технологические особенности установки моста			
	без буферной жидкости, скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью, но без скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью и скребками, но без разделительных пробок	с буферной жидкостью, скребками, верхней пробкой и устройством "стоп"
Высота моста, м, в соответствии с требованиями:				
герметичности	20	10	4	4
несущей способности	22	11	1	1
Принимаемая высота моста, м	22	11	1	1
Объем ствола скважины в интервале установки моста, м ³	0,84	0,42	0,15	0,15
Необходимый объем цементного раствора, м ³	6,24	3,54	3,31	1,95
Общий объем продавочной жидкости, м ³	42,10	43,50	43,50	45,00
Объем порций буферной жидкости (воды), м ³ :				
первой	—	1,10	1,00	1,00
второй	—	0,90	0,90	0,90
Интервал, который займут цементный раствор и зона смещения в кольцевом пространстве, м	4070—4500	4405—4500	4416—4500	4420—4500

технологических мероприятий. При этом может создаться такое положение, при котором установить цементный мост требуемой высоты невозможно (например, при недостаточном расстоянии между предыдущим и последующим объектами испытания). В этих случаях необходимо либо устанавливать мосты из полимерных тампонажных материалов и пакеры, либо пересматривать план работы по скважине.

Применение комплекса технических средств (моющие и абразивные буферные жидкости, скребки, разделительные пробки со средствами контроля за их движением и др.) всегда целесообразно, так как это повышает надежность установки моста, значительно сокращает расход тампонажного материала и затраты времени на установку моста, а также резко уменьшает опасность прихвата колонны труб схватывающимся тампонажным раствором.

При наличии больших каверн для установки цементных мостов следует применять гидромониторные устройства с радиальным расположением насадок при непрерывном расхаживании колонны труб или с применением эксцентриков.

Предлагаемые технико-технологические мероприятия успешно испытаны при установке цементных мостов более чем в 300 скважинах в различных регионах нашей страны.

Анализ промысловых данных за три года по скважинам Краснодарского края показал, что практическое использование указанных мероприятий позволяет сократить затраты времени на установку одного цементного моста в скважинах глубиной до 2000 м на 1,9 сут, глубиной до 3000 м — на 4,3 сут, глубиной свыше 3000 м — на 7,5 сут.

é ñ Ö ç ä Ä ä Ä ó Ö ë í Ç Ä
 Ç ë ä ê ã í à ü è ã Ä ë í é Ç
 à é ë Ç é Ö ç à ü ë ä Ç Ä Ü à ç

Проблема оценки качества вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин настолько сложна, что, несмотря на усилия многих научных коллективов, еще далека от однозначного решения [66, 159, 167]. Вместе с тем, актуальность ее бесспорна. Для совершенствования применяемых и разработки новых технологий вскрытия пластов необходима дифференцированная оценка изменения их фильтрационно-емкостных свойств на различных этапах вскрытия и освоения. К сожалению, исследования в этом направлении не являются обязательными и проводятся крайне редко, а возможности геофизических и гидродинамических методов практически не используются. На этапе первичного вскрытия пластов изменение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в ПЗП обусловлено проникновением в пласт фильтра бурового раствора и его твердой составляющей, их взаимодействием с минеральной частью породы и насыщающими ее флюидами, механическими, тепловыми напряжениями и т.д. В зависимости от геолого-технических условий влияние каждого из этих факторов различно.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП отражается на результатах геофизических и гидродинамических исследований, что позволяет использовать эти методы для оценки качества и эффективности вскрытия продуктивных горизонтов с использованием различных типов буровых растворов и изменяющейся технологии заканчивания скважин.

Для получения достоверной информации и выработки критериев оценки качества вскрытия продуктивных пластов [159] геофизические и гидродинамические исследования должны проводиться по следующей схеме.

1. Оценка качества первичного вскрытия:

а) комплекс электрических методов (БКЗ, БК, ИК, МБК) — изучение зоны проникновения и ненарушенной части пласта и геофизических методов (АК, ГГК, НК, ГК) — определение глинистости и пористости, изучение изменений $k_{\text{п}}$ в радиальном направлении;

б) гидродинамические исследования пластоиспытателем на трубах и кабеле — оценка проницаемости, пластовых давлений, коэффициентов закупорки и гидропроводности, характера флюида, фактического и потенциального дебита.

С помощью этих исследований следует определить фильтрационно-емкостные свойства пласта, насыщенность и изменение его свойств при вскрытии бурением.

2. Исследования по оценке качества крепления, которые целесообразно повторить после перфорации — после спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования.

3. Исследования по оценке качества вторичного вскрытия: после вскрытия пласта перфорацией:

а) работы с испытателем пластов на трубах для очистки ПЗП и снятия гидродинамических характеристик;

б) геофизические исследования методами потокометрии при освоении пласта.

Эти работы позволят оценить влияние крепления и цементирования скважины на фильтрационно-емкостные свойства пласта и охват воздействием по мощности продуктивного пласта [159].

Однако в практике целесообразно внедрение более четких и проще решаемых мероприятий, ранее разработанных и выданных в виде инструкций.

15.1. $\frac{Q}{Q_0} = \frac{1}{1 + S} = \frac{1}{1 + \frac{A}{R_k}} = \frac{R_k}{R_k + A}$

Под качеством вскрытия пластов и освоения скважин понимается степень изменения продуктивности (гидропроводности) пласта. Показателями качества служат параметры ОП или их производные. Рекомендуется определять эти показатели по данным прямых натурных гидродинамических исследований скважин или испытаний пласта традиционными методами [66]. Даже рассмотренные критерии оценок качества основаны на методах математической статистики.

Интерпретацию данных исследований скважин и испытаний пласта рекомендуется проводить двумя-тремя известными теоретически обоснованными методами, одним из которых должен быть операционный метод, обладающий универсальностью и интерпретационными преимуществами (Н.П. Рабинович).

Условно следует принять, что технология вскрытия пласта включает в себя следующие управляемые элементы: способ бурения, режим бурения, режим промывки, тип и компонентный состав бурового раствора, промежуток времени от момента полного вскрытия продуктивного пласта до момента начала цементирования.

Аналогично следует принять, что технология освоения скважин включает в себя элементы: способ крепления забоя, способ перфорации, способ вызова притока жидкости из пласта.

Оценке качества освоения скважин должна предшествовать оценка качества вскрытия пласта. Показателем качества технологии в целом или отдельных ее элементов служат: величина отношения фактической гидропроводности ϵ_f (продуктивности) пласта к потенциальной ϵ_n :

$$\text{ОП} = \epsilon_f / \epsilon_n \quad (15.1)$$

или показатель скин-эффекта S , характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление (или проводимость) призабойной зоны пласта при ее загрязнении (очистке).

При переходе от показателя S к показателю ОП пользуются зависимостью

$$\text{ОП} = \frac{A}{A + S} \quad (15.2)$$

где $A = \ln(R_k/R_c)$; R_k — радиус контура питания пласта; R_c — радиус скважины или приведенный радиус скважины при несовершенном вскрытии пласта (Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. — М.: Гостоптехиздат, 1963).

Если радиус R_k неизвестен, то его считают равным половине расстояния между данной и ближайшей скважинами или принимают величину $A = 2\pi$.

Вследствие влияния различных факторов показатели ОП и S необходимо рассматривать как стохастические величины, определяемые некоторыми

законами распределения. Поэтому оценка качества должна основываться на статистических критериях.

Оценка качества технологий упрощается, если совокупность значений показателя ОП (или S) распределена по нормальному закону. Проверка гипотезы о нормальном законе распределения показателя ОП (или S) по n измерениям проводится с помощью критерия Шапиро – Уилки, если $n \leq 50$, и по χ^2 -критерию, если $n > 50$ (ГОСТ 11.006–74).

Рассмотрим проверку гипотезы о нормальном законе распределения показателя качества по критерию Шапиро – Уилки (табл. 15.1).

1. Для проверки гипотезы о нормальном законе распределения показателя качества, например ОП, необходимо расположить данные в порядке возрастания:

$$ОП_1 \leq ОП_2 \leq \dots \leq ОП_n$$

и вычислить параметры

$$q^2 = \sum_{i=1}^n (ОП_i - \overline{ОП})^2.$$

$$b_n = a_n(ОП_n - ОП_1) + a_{n-1}(ОП_{n-1} - ОП_2) + \dots + a_{n-k+1}(ОП_{n-k+1} - ОП_k),$$

где $k = n/2$, если n – четное; $k = (n-1)/2$, если k – нечетное.

Коэффициенты a_{n-i+1} определяются по табл. 15.1.

2. Найти отношение

$$W_n = b_n^2 / q^2$$

и сравнить его с теоретическим, принимаем его, если $n \leq 10$; $W_t = 0,95$, если $n \leq 20$, $W_t = 0,96$, если $n \leq 30$, $W_t = 0,97$, если $n \leq 50$.

3. Если расчетное значение больше теоретического W_t , то принимается гипотеза о нормальном законе распределения.

Если показатель качества ОП (или S) не распределен по нормальному закону, то проверяются гипотезы относительно параметров

$$1/ОП, \sqrt{ОП}, 1/\sqrt{ОП}, \ln ОП, \sqrt{S}$$

и выбирается тот показатель, который распределен по нормальному закону с наивысшей достоверностью.

Если ни один из указанных параметров не удовлетворяет гипотезе нормального закона распределения, то данные необходимо разбить на однородные группы по физическим и (или) геологическим признакам объекта.

Показатели ОП или S определяются по данным прямых натурных гидродинамических исследований скважин или испытаний пластов с помощью пластоиспытателей на трубах. Гидродинамические исследования проводятся специальными службами УБР, НГДУ или трестов геофизики по существующим методикам. Гидродинамическим исследованиям должны предшествовать геофизические исследования с целью выявления работающей мощности пласта [95].

Результатами гидродинамических исследований скважин являются индикаторная диаграмма (ИД) и кривая восстановления давления (КВД), а результатами испытаний пластов – кривая притока (КП) и КВД.

Более информативными и надежными являются результаты исследований скважин. Интерпретация данных гидродинамических исследований и оценка качества соответствующей технологии или ее элементов проводятся

Коэффициенты a_{n-k+1} , используемые при проверке на нормальность с помощью критерия W Шапиро – Уилки

k	Число измерений n														
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0,7071	0,6872 0,1677	0,6646 0,2413 0,875 0,1401 0,1743 0,0661	0,6431 0,2806 0,875 0,1401 0,1743 0,0661	0,6233 0,3031 0,1743 0,0947	0,6052 0,3164 0,1743 0,0947	0,5888 0,3244 0,1976 0,0947	0,5739 0,3291 0,2141 0,1224 0,0399	0,5601 0,3315 0,2260 0,1429 0,0695	0,5475 0,3325 0,2947 0,1586 0,0922 0,0303	0,5359 0,3325 0,2412 0,1707 0,1099 0,0539	0,5251 0,3318 0,2460 0,1802 0,1240 0,0727 0,0240	0,5150 0,3306 0,2495 0,1878 0,1353 0,0880 0,0433	0,5036 0,3390 0,2521 0,1939 0,1447 0,1005 0,0593 0,0196	0,4968 0,3273 0,2540 0,1988 0,1524 0,1109 0,0725 0,0359
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															

Продолжение табл. 15.1

[illegible]

территориальными НИИ с использованием накопленного опыта и приведенных рекомендаций. Оценку качества вскрытия пласта или освоения скважин можно проводить на базе "пассивных" данных, получаемых при гидродинамических исследованиях, не запланированных специально для этой цели. В этом случае показатель ОП (или S) характеризует соответствующую технологию ориентировочно (предварительно). Если оценка качества проводится на базе "активных" данных, получаемых при гидродинамических исследованиях, специально спланированных для этой цели, то показатель ОП (или S) характеризует соответствующую технологию достоверно. "Активные" гидродинамические исследования планируются территориальными НИИ на этапе разведочного бурения или в период пробной эксплуатации и в зависимости от конкретной цели исследований.

Необходимо различать следующие цели исследований:

- оценка качества технологии в одной скважине, т.е. относительно заданной точки пласта;

- оценка качества технологии по группе скважин, т.е. относительно всего продуктивного объекта или его части;

- сравнение качества двух различных технологий в одной скважине, например, когда пласт вскрывается последовательно долотами разных диаметров;

- сравнение качества двух различных технологий по группе скважин, т.е. относительно всего продуктивного объекта или его части.

План проведения гидродинамических исследований, базируясь на геологических условиях региона, технико-экономическом обеспечении исследований и накопленной информации об объекте, должен включать указания на метод, регламент времени и воспроизведение исследований в каждой скважине при различных режимах фильтрации. При исследовании скважин рекомендуется КВД получать параллельно с ИД, т.е. после каждого выхода скважины на установившийся режим.

15.2. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

В приведенных ниже формулах для определенности предполагается, что по нормальному закону распределен показатель ОП. В противном случае его следует заменить одним из указанных в подразделе 15.1. Кроме того, принято, что достоверность всех оценок не менее 90 %.

Для оценки качества технологии в одной скважине необходимо:
определить среднее значение

$$\overline{\text{ОП}} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \text{ОП}_i;$$

дисперсию воспроизводимости измерений

$$\sigma = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (\text{ОП}_i - \overline{\text{ОП}})^2;$$

проверить гипотезу об изменении гидропроводности пласта по t-критерию Стьюдента

$$\frac{|\text{ОП} - 1| \sqrt{m}}{\sigma} > t, \quad (15.4)$$

где m — число измерений; t — определяется по табл. 15.2 в зависимости от числа степеней свободы $q = m - 1$.

Если неравенство (15.4) выполняется, то следует вывод: гидропроводность пласта изменена, показатель $\overline{\text{ОП}} < 1$ (или $\overline{\text{ОП}} > 1$) характеризует качество соответствующей технологии относительно заданной точки пласта. Если неравенство (15.4) не выполняется, то следует вывод: гидропроводность пласта не изменена, качество технологии характеризуется показателем ОП, близким к единице. Если используются преобразованные показатели $\ln \text{ОП}$, S или $\sqrt{S}$, то необходимо в критерии (15.4) заменить 1 на 0.

Для оценки качества технологии по группе из n скважин необходимо определить:

среднее значение и дисперсии воспроизводимости по результатам измерений в каждой j -й скважине

$$\overline{\text{ОП}}_j = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \text{ОП}_{ji},$$

$$\sigma_j = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (\text{ОП}_{ji} - \overline{\text{ОП}}_j)^2,$$

среднее значение дисперсии воспроизводимости

$$\sigma_{\text{вос}} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sigma_j^2,$$

среднее значение и дисперсию показателя ОП по объекту

$$\overline{\text{ОП}} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \text{ОП}_j, \sigma = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (\overline{\text{ОП}}_j - \text{ОП})^2.$$

Проверить гипотезу о достоверности показателя ОП по объекту

$$t\sqrt{\sigma^2/n} \leq \sigma_{\text{вос}}, \quad (15.5)$$

где t — значение критерия Стьюдента по таблице 4 приложения 2 в зависимости от числа степеней свободы $q = n - 1$.

Если неравенство (15.5) выполняется, то следует вывод, что число скважин достаточно для оценки качества технологии с точностью, не превышающей $\sigma_{\text{вос}}$. Качество технологии следует оценить по t -критерию Стьюдента (15.4), где m надо заменить на n .

Если неравенство (15.5) не выполняется, то необходимо пополнить данные о показателе ОП путем исследования в других скважинах, вводя их по одной, пока не будет выполнено условие (15.5), или данные разбить по физическим и (или) геологическим признакам и оценку проводить для каждой группы скважин отдельно.

Пример оценки качества технологии вскрытия пласта.

1. Ниже приведены результаты исследования объекта, вскрытого с использованием бурового раствора в скважинах Абдрахманской площади Ромашкинского месторождения объединения Татнефть.

Номер скважины.....	8832	350	8910	516	749	9078	9053	8836	837	836	835
ОП.....	0,47	0,41	0,26	0,22	0,30	0,19	0,26	0,24	0,21	0,20	0,22

2. Проверяется гипотеза о нормальном законе распределения параметра ОП по критерию Шапиро — Уилки. Значения показателя ОП располагаются в порядке возрастания: 0,19; 0,20; 0,21; 0,22; 0,22; 0,24; 0,26; 0,26; 0,30; 0,41; 0,47.

Вычисляются параметры

$$q = (0,19 - 0,27)^2 - (0,20 - 0,27)^2 + \dots + (0,47 - 0,27)^2 = 0,889^2;$$

$$b_n = 0,5601(0,47 - 0,19) + 0,3315(0,41 - 0,20) + \dots + (0,0695(0,26 - 0,22) = 0,255;$$

$$W = b_n^2 q^2 = 0,746.$$

Так как расчетное значение критерия W_{11} меньше теоретического $W_t = 0,95$, гипотеза о нормальном законе распределения показателя отвергается.

3. Проверяется гипотеза о нормальном законе распределения показателей $\frac{1}{\text{ОП}}$, $\sqrt{\text{ОП}}$, $\frac{1}{\sqrt{\text{ОП}}}$, $\ln \text{ОП}$. Ниже приведены расчетные значения параметра W_{11} для этих показателей.

Показатели качества.....	ОП	1/ОП	$\sqrt{\text{ОП}}$	$\ln \text{ОП}$	$1/\sqrt{\text{ОП}}$
W_{11}	0,746	0,962	0,837	0,859	0,801

Таблица 15.2

Номер группы	Номер скважины	K_c	σ	$t = \sigma / \sqrt{n}$
1	8910, 516, 749, 9078, 9053, 8836, 837, 836, 837	4,41	0,56	$t = 0,56 / \sqrt{9} = 0,35 \approx 0,4$
2	8832, 350	2,27	0,21	$6,31 \frac{0,21}{\sqrt{2}} = 0,94$

Из сравнения с теоретическим значением $W_T = 0,95$ следует вывод, что показатель $K = 1/ОП$ распределен по нормальному закону с параметрами: среднее значение $\bar{K}_c = 4,02$, дисперсия $\sigma = 1,01^2$.

4. Проверяется достоверность показателя $\bar{K}_c$ по объекту: (принимая дисперсию воспроизводимости $\sigma_{вос} = 0,40^2$):

$$1,81 \frac{1,01}{\sqrt{11}} = 0,56 > 0,4,$$

где величина 1,81 — теоретическое значение критерия Стьюдента для $q = 11 - 1 = 10$, определенное по табл. 15.2. Следовательно, числа данных недостаточно для оценки среднего значения $\bar{K}_c$ с точностью, не превышающей $\sigma_{вос}$.

5. Если данные табл. 15.2 разбить на две группы в зависимости от геологического признака — положение относительно разрыва объекта и оценить каждую группу отдельно, то согласно табл. 15.2 следует, что числа данных в первой группе достаточно для оценки качества вскрытия участка объекта, а вторую группу необходимо дополнить.

6. Расчетное значение t-критерия Стьюдента для первой группы скважин составляет:

$$t_{расч} = (4,41 - 1) \sqrt{9} / 0,56 = 18,3,$$

теоретическое значение $t_r = 1,86$, согласно табл. 15.3 при $q = 9 - 1 = 8$. Так как $t_{расч} = 18,3 > t_r = 1,86$, следует вывод: гидропроводность участка пласта изменена и в среднем ухудшена в 4,4 раза.

7. Если предположить, что дополнительные исследования по второму участку объекта не изменяет дисперсию $\sigma^2 = 0,21^2$ показателя K_c , то для оценки качества вскрытия этого участка будет достаточно одной дополнительной скважины, так как

$$2,92 \cdot 0,21 / \sqrt{3} = 0,35 < 0,4.$$

В этом случае $t_{расч} = 10,5 > t_r = 2,92$ и следует вывод, что гидропроводность объекта на втором участке в среднем ухудшена в 2,2 раза.

Таблица 15.3

Значения t-критерия Стьюдента

q	t	q	t	q	t	q	t	q	t
1	6,31	7	1,94	13	1,77	19	1,73	25	1,71
2	2,92	8	1,86	14	1,76	20	1,72	26	1,71
3	2,35	9	1,83	15	1,74	21	1,71	27	1,70
4	2,13	10	1,81	16	1,74	22	1,71	28	1,70
5	2,02	11	1,80	17	1,74	23	1,71	29	1,70
6	1,94	12	1,78	18	1,73	24	1,71	30	1,70

При планировании гидродинамических исследований необходимо:
 продуктивный пласт разбить на однородные области по физическим и (или) геологическим признакам;
 выбрать наиболее представленную однородную область, где наметить первичные исследования не менее чем в трех скважинах;
 после обработки результатов в соответствии с уравнением (15.5) и по ОП оценить качество технологии.

15.3. КРИТЕРИИ СРАВНЕНИЯ КАЧЕСТВА ДВУХ ТЕХНОЛОГИЙ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Проведем дальнейший анализ. Для сравнения качества двух технологий в одной скважине, т.е. относительно данной точки пласта, необходимо:

определить средние значения ОП₁ и ОП₂, дисперсии σ_1^2 , σ_2^2 по измерениям для каждой технологии;

проверить гипотезу о различии показателей по t-критерию Стьюдента:

$$\frac{|\overline{\text{ОП}}_1 - \overline{\text{ОП}}_2|}{\sqrt{(\sigma_1^2 + \sigma_2^2) / m}} > t, \quad (15.6)$$

где t определяется по табл. 15.3, в зависимости от числа степеней свободы $q = 2(m - 1)$. Если неравенство (15.6) выполняется, то следует вывод: для данной точки пласта технологии отличаются и качество той технологии выше, для которой величина ОП больше.

Для сравнения качества двух технологий по данным исследований в двух группах скважин необходимо:

определить средние значения $\overline{\text{ОП}}_1$, $\overline{\text{ОП}}_2$ и дисперсии σ_1^2 , σ_2^2 , $\sigma_{1\text{вос}}^2$, $\sigma_{2\text{вос}}^2$ по формуле (15.6);

проверить гипотезу о достоверности показателей $\overline{\text{ОП}}_1$ и $\overline{\text{ОП}}_2$ по критериям:

$$\frac{t_1 \sigma_1}{\sqrt{n_1}} \leq \sigma_{1\text{вос}}; \quad \frac{t_2 \sigma_2}{\sqrt{n_2}} \leq \sigma_{2\text{вос}}, \quad (15.7)$$

где n_1 , n_2 — число скважин с применением первой и второй технологий соответственно; t_1 , t_2 — определяются по табл. 15.3 для степеней свободы $q_1 = n_1 - 1$, $q_2 = n_2 - 1$.

Если оба неравенства (15.7) или одно из них не выполняется, то необходимо пополнить сведения о показателе ОП в группах (или одной из них) путем исследования в других скважинах, вводя их по одной, пока не будут выполнены условия (15.7), или разбить соответствующую группу (группы) скважин на подгруппы по физическим и (или) геологическим признакам и сравнение проводить для подгрупп скважин с одинаковыми физическими (геологическими) признаками. Если оба неравенства (15.7) выполнены, то проверить гипотезу о равенстве дисперсий σ_1^2 , σ_2^2 двух групп скважин по критерию Фишера:

$$\frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} < F, \quad (15.8)$$

где предполагается, что $\sigma_1 > \sigma_2$ и F определяется по табл. 15.4 для степеней свободы $q_1 = n_1 - 1$, $q_2 = n_2 - 1$.

Таблица 15.4

Значение F-критерия Фишера в зависимости от числа степеней свободы q_1, q_2

Число степеней свободы знаменателя q_2	Число степеней свободы числителя											
	1	2	3	4	5	6	8	10	15	20	30	40
1	39,9	49,5	53,6	55,8	57,2	58,2	59,4	60,0	61,2	61,7	62,3	62,5
2	8,53	9,00	9,16	9,24	9,29	9,33	9,37	9,30	9,42	9,44	9,46	9,47
3	5,54	5,46	5,39	5,34	5,31	5,28	5,25	5,28	5,20	5,18	5,17	5,16
4	4,45	4,32	4,19	4,11	4,06	4,01	3,95	3,92	3,87	3,84	3,82	3,80
5	4,06	3,78	3,62	3,52	3,45	3,40	3,34	3,30	3,24	3,21	3,17	3,16
6	3,78	3,46	3,29	3,18	3,11	3,05	2,98	2,94	2,87	2,84	2,80	2,78
7	3,59	3,26	3,07	2,96	2,88	2,83	2,75	2,70	2,63	2,59	2,56	2,54
8	3,46	3,11	2,92	2,81	2,73	2,69	2,59	2,54	2,46	2,42	2,38	2,36
9	3,36	3,01	2,81	2,69	2,61	2,55	2,47	2,42	2,34	2,30	2,25	2,23
10	3,28	2,92	2,73	2,61	2,52	2,46	2,38	2,32	2,24	2,20	2,16	2,13
12	3,18	2,81	2,61	2,48	2,39	2,33	2,24	2,19	2,10	2,06	2,01	1,99
14	3,10	2,73	2,52	2,39	2,31	2,24	2,15	2,10	2,01	1,96	1,91	1,89
15	3,07	2,70	2,49	2,36	2,27	2,21	2,12	2,06	1,97	1,92	1,87	1,85
20	2,97	2,59	2,38	2,25	2,16	2,09	2,00	1,94	1,84	1,79	1,74	1,71
30	2,88	2,49	2,28	2,14	2,05	1,98	1,88	1,82	1,72	1,67	1,61	1,57

Если неравенство (15.8) выполняется, то сравнить качество двух технологий необходимо по t-критерию Стьюдента

$$|\text{ОП}_1 - \text{ОП}_2| \sqrt{\lambda} > t, \quad (15.9)$$

где

$$\lambda = \frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 - 2)}{(n_1 + n_2) [(n_1 - 1) \sigma_1^2 + (n_2 - 1) \sigma_2^2]};$$

t — определяется по табл. 15.3 для числа степеней свободы $q = n_1 + n_2 - 2$. Если неравенство (15.8) не выполняется, то в критерии (15.9) величину λ необходимо вычислять по формуле

$$\lambda = \frac{n_1 n_2}{(n_2 \sigma_1^2 + n_1 \sigma_2^2)},$$

при этом число степеней свободы округляется до целого, если оно окажется дробным:

$$q_1 = \frac{(n_1 - 1)(n_2 - 1)(n_2 \sigma_1^2 + n_1 \sigma_2^2)^2}{n_2^2 \sigma_1^4 (n_2 - 1) + n_1^2 \sigma_2^4 (n_1 - 1)}.$$

Если при оценках в (15.2) используются преобразованные показатели ОП, $1/\sqrt{\text{ОП}}$, $\ln \text{ОП}$, $\sqrt{S}$, то для получения среднего значения исходного показателя ОП (или S) следует воспользоваться медианой выборки (или S_j). Для этого необходимо ОП_{*i*} расположить в порядке возрастания:

$$\text{ОП}_1 \leq \text{ОП}_2 \leq \dots \leq \text{ОП}_k \dots \leq \text{ОП}_n$$

и медианные значения определить следующим образом:

$$M = \text{ОП}_{k+1}, \text{ где } k = (n - 1)/2, \text{ если } n - \text{ нечетное, и}$$

$$M = \frac{1}{2} (\text{ОП}_k + \text{ОП}_{k+1}),$$

где $k = n/2$, если n — четное.

15.4. НЕКОТОРЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Индикаторная диаграмма (ИД) позволяет определить фактическую гидропроводность ϵ_{ϕ} пласта, если графическая зависимость установившегося дебита q от установившейся депрессии Δp является линейной (рис. 15.1, прямая 1), т.е.

$$q = \epsilon_{\phi} \frac{2\pi}{A} \Delta p, \quad (15.10)$$

где величина A вычисляется по формуле (15.2).

Прямолинейная зависимость q от Δp на ИД может быть искажена по следующим причинам:

время отбора жидкости недостаточно продолжительно (см., рис. 15.1, кривая 2);

режим фильтрации турбулентный или жидкость обладает выраженными неньютоновскими свойствами, или имеет место влияние газового фактора (см. рис. 15.1, кривая 3).

Для исключения влияния или для учета этих причин рекомендуется:

время отбора жидкости определять из условия

$$T \geq \frac{R_0^2}{2,25\kappa} (n+1)^{1/\delta},$$

где n — заданное число смен установившихся режимов; δ — допустимая величина относительной погрешности; κ — пьезопроводность пласта, определяемая по нестационарным исследованиям в возмущающей или реагирующей скважине;

использовать первый прямолинейный участок 3' кривой 3 (см. рис. 15.1) для вязкой жидкости и второй прямолинейный участок 3'' кривой 3 (см. рис. 15.1) для вязкопластичной жидкости; если жидкость насыщена газом, перестроить ИД в координатах

$q, \Delta H,$

где $\Delta H = \int_{p_c}^{p_k} \frac{f_n(\sigma)}{\epsilon_n(p)\mu_n(p)} dp$ — функция Христиановича; $f_n(\sigma)$, $C_n(p)$, $\mu_n(p)$ —

коэффициенты относительной фазовой проницаемости, объемного содержания и вязкости нефти соответственно; p_c , p_k — давление в скважине и на контуре питания.

Для обработки результатов исследования скважин на неустановившемся режиме фильтрации по КВД необходима следующая информация:

q — дебит скважины до остановки, m^3/c ;

γ — удельный вес пластовой жидкости, H/m^3 ;

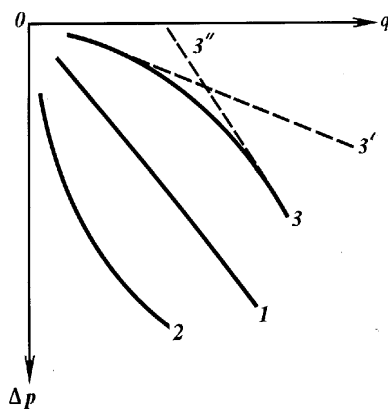


Рис. 15.1. Зависимость q от Δp

S_6, S_k — площади поперечного сечения подъемных труб и затрубного пространства, m^2 ;

$\Delta p_6(t), \Delta p_k(t)$ — графики изменения давлений на буфере и в затрубном пространстве, МПа;

T — продолжительность работы скважины до остановки, с.

Обработка результатов заключается в преобразовании КВД в прямолинейный график

$$Y = \alpha X + B, \quad (15.11)$$

где X, Y — некоторые приведенные координаты.

Для уменьшения ошибки интерпретации рекомендуется обработку проводить двумя-тремя теоретически обоснованными методами. Одним из них должен быть операционный метод, основанный на преобразовании Лапласа, согласно которому приведенные координаты вычисляются по формулам:

$$X = 0,561t_0,$$

$$Y = \frac{t_0 \Delta \bar{p}_c(t_0)}{t_0^2 q - \bar{V}(t_0)}, \quad (15.12)$$

если до остановки скважина работала с постоянным дебитом при установившемся режиме фильтрации, где $\bar{V}(t_0)$ — изображение по Лапласу функции накапливаемого в скважине объема жидкости после ее остановки, определяется по формулам:

для фонтанных скважин

$$\bar{V}(t_0) = \frac{S_6}{\gamma_0} [\Delta \bar{p}_c(t_0) - \Delta \bar{p}_6(t_0)] + \frac{S_k}{\gamma_0} [\Delta \bar{p}_c(t_0) - \Delta \bar{p}_k(t_0)] \quad (15.13)$$

для насосных скважин

Таблица 15.5

Таблица давлений для моментов времени $t_m = 120 m$, $t_k = 1200(1 + k)$

t, c	120	240	360	480	600	720	840
$\Delta p_c, \text{ МПа}$	0,075	0,25	0,35	0,435	0,475	0,515	0,545
$\Delta p_6, \text{ МПа}$	0,075	0,225	0,323	0,400	0,450	0,486	0,518
$\Delta p_k, \text{ МПа}$	0,075	0,200	0,250	0,325	0,360	0,395	0,425

Продолжение табл. 15.5

t, с	960	1080	1200	2400	3600	...	24000
Δp_c , МПа	0,575	0,59	0,60	0,641	0,677	...	0,834
Δp_6 , МПа	0,535	0,55	0,556	0,556	0,556	...	0,834
Δp_k , МПа	0,445	0,46	0,475	0,495	0,504	...	0,504

$$\bar{V}(t_0) = \frac{S_6}{\gamma} \Delta \bar{p}_c(t_0),$$

где $\Delta \bar{p}_c(t_0)$, $\Delta p_6(t_0)$, $\Delta p_k(t_0)$ — изображения по Лапласу соответствующих функций; t_0 — параметр преобразования Лапласа.

Рассмотрим пример обработки и интерпретации КВД операционным методом.

1. Исходная информация по данным испытания фонтанной скважины Соколовгорского месторождения:

$$q = 1,69 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}; \gamma = 7436 \text{ Н/м}^3; T = 24000 \text{ с};$$

$$S_6 = 0,316 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2; S_k = 1,51 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

Функции $\Delta p_c(t)$, $\Delta p_6(t)$ и $\Delta p_k(t)$ для моментов времени $t_m = 120m$ ($m = 1, 2, 3, \dots, 10$) и $t_k = 1200(1 + k)$ приведены в табл. 15.5, причем $k = 1, 2, \dots, 20$.

2. Обработка результатов. Вычисляются изображения по Лапласу функций $\Delta p_c(t)$, $\Delta p_6(t)$, $\Delta p_k(t)$ по следующей формуле:

$$\bar{f}(t_0) = \int_0^\infty f(t) e^{-t/t_0} dt \approx \int_0^T f(t) e^{-t/t_0} dt = \int_0^{0,05T} f(t) e^{-t/t_0} dt + \int_{0,05T}^T f(t) e^{-t/t_0} dt$$

при заданном наборе параметра преобразования $t_0 = 0,01TN$, где $N \leq 25$. Определенный интеграл вычисляется по интерполяционной формуле Симпсона.

Результаты вычисления функций $\Delta \bar{p}_c(t_0)$, $\Delta \bar{p}_6(t_0)$ и $\Delta \bar{p}_k(t_0)$ по приведенной выше формуле (15.13) на мини-ЭВМ приведены в табл. 15.6.

Графическая зависимость $Y = f(X)$ показана на рис. 15.2. На графике хорошо видны два прямолинейных участка с угловыми коэффициентами:

$$\alpha_1 = \operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{2,87 - 2,25}{5,28 - 5,59} 10^3 = \frac{0,62}{0,69} 10^3 = 898,$$

$$\alpha_2 = \operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{3,58 - 3,38}{7,30 - 6,98} 10^3 = \frac{0,20}{0,32} 10^3 = 625$$

и отрезками, отсекаемыми на оси ординат:

$$B_1 = \frac{6,28 \cdot 2,25 - 5,59 \cdot 2,87}{6,28 - 5,59} 10^3 = \frac{1,923}{0,69} 10^3 = -2,781 \cdot 10^3,$$

$$B_2 = \frac{7,3 \cdot 3,38 - 6,98 \cdot 3,58}{7,3 - 6,98} 10^3 = \frac{0,324}{0,32} 10^3 = -1 \cdot 10^3,$$

при определении которых использованы координаты четырех точек, отмеченных на рис. 15.2.

Таблица 15.6

Результаты вычисления функций $\Delta p_c(t_0)$, $\Delta p_6(t_0)$ и $\Delta p_k(t_0)$, $\bar{V}(t_0)$, X , Y

t_0	Δp_c	Δp_6	Δp_k	$\bar{V}$	X	Y
240	46,5	43,6	36,9	18,6	4,90	1417
480	152,1	141,7	118,2	65,6	5,59	2255
720	276,9	255,5	214,4	121	6,0	2640
960	412,5	376,5	318,5	182	6,28	2879
1200	555,5	501,5	427,3	248	6,51	3050
1440	703,9	628,9	539,2	319	6,69	3183
1680	856,6	757,9	653,0	395	6,85	3290
1920	1012,8	887,0	768,3	475	6,98	3380
2160	1172,0	1018,5	884,6	559	7,09	3455
2400	1333,6	1149,7	1001,6	645	7,20	3521
2640	1497,4	1181,2	1119,2	736	7,30	3580
2880	1663,0	1412,9	1237,2	829	7,38	3631

3. Интерпретация результатов:

$$S = 0,5 - \frac{1 \cdot 10^3}{625} + \frac{2,78 \cdot 10^3}{896} + \frac{625}{898} = 0,5(-1,6 + 3,095 - 0,362) = 0,565;$$

$$\varepsilon_1 = (4\pi 898)^{-1} = \frac{1}{11278} = 0,886 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{МПа}\cdot\text{с};$$

$$\frac{R_1}{R_0} = \exp\left(\frac{625 \cdot 0,565}{898 - 625}\right) = \exp\left(\frac{353,62}{273}\right) = 3,65;$$

$$\varepsilon_n = \frac{1}{4 \cdot 625} = 1,27 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 / \text{МПа}\cdot\text{с};$$

$$\frac{\kappa}{R_0^2} = 0,8 \exp\left(-\frac{2,78}{898} 10^3 - \ln \frac{626}{898}\right) = 0,052.$$

Показатель качества ОП вычисляется по формуле (15.2) при условии $A = 2\pi$:

$$\text{ОП} = \frac{2\pi}{0,565 + 2\pi} = \frac{628}{6,7} = 0,917.$$

Интерпретация линейной зависимости (15.11) состоит в определении потенциальной гидропроводности объекта:

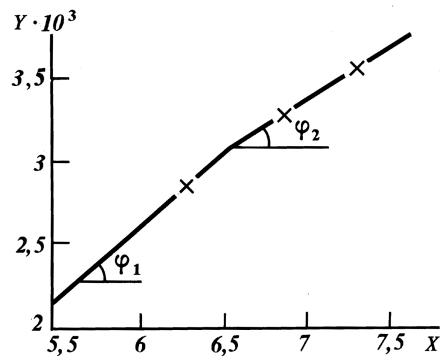
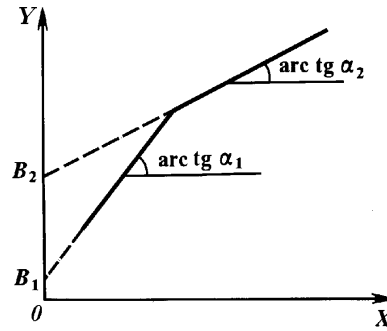


Рис. 15.2. Зависимость Y от X , полученная при обработке данных испытаний фонтанной скважины Соколовгорского месторождения

Рис. 15.3. Линейная зависимость Y от X



$$\varepsilon_n = (4\pi\alpha)^{-1},$$

которая совместно с фактической гидропроводностью ε_ϕ определяет иско-
мый показатель качества:

$$\text{ОП} = 4\pi\alpha\varepsilon_\phi.$$

Если известна (из других источников) пьезопроводность объекта, то без
использования ИД определяется показатель "скин-эффект":

$$S = \frac{B}{\alpha} - \ln \sqrt{\frac{2,25\kappa}{R_0^2}}.$$

По данным ИД и КВД пьезопроводность объекта вычисляется по
формуле

$$\kappa = \frac{R_0^2}{2,25} \exp \left[\frac{B}{\alpha} + 2A \left(1 - \frac{1}{\text{ОП}} \right) \right].$$

Если зависимость Y от X в координатах (15.12) состоит из двух
прямолинейных участков (рис. 15.3) с угловыми коэффициентами α_1, α_2 и
отрезками B_1, B_2 , отсекаемыми продолжениями прямых на оси ординат, то
без дополнительной информации вычисляются:

скин-эффект

$$S = 0,5 \left(\frac{B_2}{\alpha_2} - \frac{B_1}{\alpha_1} + \ln \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right),$$

гидропроводность и радиус ПЗП

$$\varepsilon_1 = (4\pi\alpha_1)^{-1},$$

$$R_1 = R_0 \exp \frac{\alpha_2 S}{\alpha_1 - \alpha_2},$$

гидропроводность и пьезопроводность удаленной зоны пласта

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_n = (4\pi\alpha_2)^{-1},$$

$$\kappa = 0,8R_c^2 \exp \left(\frac{B_1}{\alpha_1} - \ln \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right).$$

Если зависимость $Y = f(X)$ в координатах (15.12) имеет вид, изобра-
женный на рис. 15.4, что характерно для трещиноватых и трещиновато-

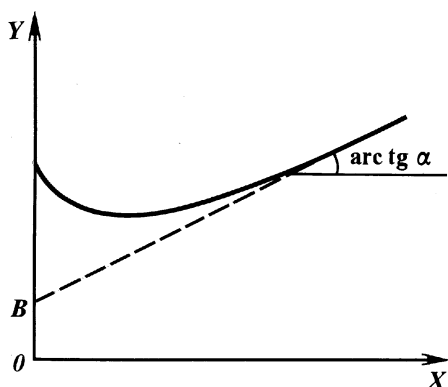


Рис. 15.4. Зависимость Y от X от трещиноватых и трещиновато-пористых пород

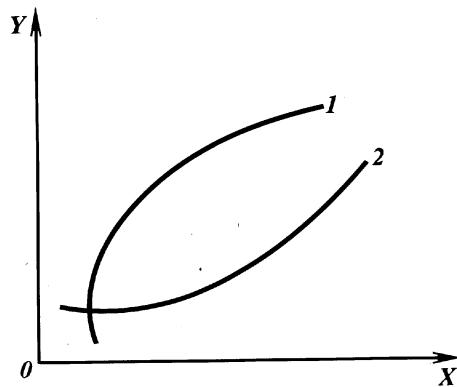


Рис. 15.5. Нелинейная зависимость Y от X

пористых пластов, то искомые параметры определяются по прямолинейному участку.

Если зависимость $Y = f(X)$ в координатах (15.12) нелинейная (рис. 15.5), то возможны лишь качественные выводы:

вокруг скважины имеется весьма существенная по величине и степени загрязнения ПЗП (см. рис. 15.5, кривая 1);

на небольшом расстоянии от скважины имеет место сброс, выклинивание или область с пониженной проницаемостью (см. рис. 15.5, кривая 2).

Для обработки результатов исследования пласта, полученных с помощью пластоиспытателей на трубах, необходима следующая информация:

γ — удельный вес пластовой жидкости, Н/м³;

S_6 — площадь внутреннего сечения буровых труб, м²;

T_1, T_2 — продолжительность открытого и закрытого периодов, с;

$p_1(t)$ — график забойного давления в открытый период, кривая притока (КП), МПа;

$p_2(t)$ — график забойного давления в закрытый период, кривая восстановления давления (КВД), МПа.

При обработке результатов исследования пласта операционным методом приведенные координаты X и Y вычисляются по следующим формулам:

$$X = \ln 0,561 t_0, \quad (15.14)$$

$$Y = \frac{[t_0 p_{пл} - t_0 p_2(t_0)] \gamma}{S_6 p_1(t_0) (1 - e^{-TVt_0})},$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Для увеличения точности результатов исследования пласта рекомендуется выбрать продолжительность периода притока максимально возможной.

15.5. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Отрицательное влияние бурового раствора на нефтенасыщенный пласт может быть значительно уменьшено путем расчета и выбора технологических режимов вскрытия, промывки и выполнения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения бурового раствора в пласт.

Сущность рекомендуемого подхода к выбору технологии вскрытия заключается в том, что исходя из геологической характеристики коллектора, времени воздействия и типа бурового раствора, репрессии на пласт необходимо определить фактический радиус проникновения фильтрата бурового раствора R_{ϕ} , который не должен превышать глубину перфорационных каналов при вторичном вскрытии. Его можно контролировать геофизическими или гидродинамическими исследованиями или использованием полученной нами аналитической зависимости

$$R_{\phi} = r_c \sqrt{1 + \frac{2k\Delta p T}{\mu m r_c^2 (2\pi + S)}}, \quad (15.15)$$

где r_c — радиус скважины, м; k — природная проницаемость пласта, м^2 ; Δp — средняя репрессия на пласт, Па (определяется по опытным данным или известным формулам); T — время воздействия бурового раствора на пласт, с; μ — вязкость фильтрата бурового раствора, $\text{Па} \cdot \text{с}$; m — открытая пористость пласта, доли единицы; $S = (k/k' - 1) \ln(r'_c / r_c)$ — скин-эффект, характеризующий степень изменения пропускной способности фильтрационной корки и закольматированного (прискважинного) слоя по сравнению с природной проницаемостью коллектора; $k' = 2 \cdot 10^{-19} h_1 \hat{i}$ — проницаемость фильтрационной корки и зоны коагуляции, м^2 ; h_1 — толщина корки, см; $\hat{i}$ — фильтратоотдача бурового раствора, см^3 (определяется в лабораторных условиях); $r'_c = r_c + h_1$ — радиус границы закольматированного слоя, м.

Формула (15.15) упрощается, если принять $r'_c / r_c = \text{const} \approx 1,1$ и пренебречь малыми слагаемыми в подкоренном выражении. Тогда

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20k'\Delta p T}{m\mu}}. \quad (15.16)$$

Если R_{ϕ} превышает глубину прострела пласта применяемыми перфораторами, то следует оптимизировать технологию вскрытия с целью уменьшения зоны проникновения. При этом допустимую продолжительность взаимодействия бурового раствора с пластом (от начала вскрытия до ОЗЦ) при фиксированных прочих технологических параметрах находят по формуле

$$T_{\max} = \frac{\mu m r_c^2 (R_{\pi} / r_c)^2}{2k\Delta p} (2\pi + S), \quad (15.17)$$

где R_{π} — радиус перфорационной зоны, м.

Пользуясь формулой (15.16), получим

$$T = m\mu R_{\pi}^2 / 20k'\Delta p.$$

При невозможности проведения работы по вскрытию пласта за время, в течение которого радиус проникновения фильтрата не превышает глубины перфорационных каналов, необходимо разработать организационно-технологические мероприятия, ограничивающие темпы поступления фильтрата в пласт. К ним относятся снижение гидродинамического давления на пласт, а также уменьшение проницаемости фильтрационной корки и зоны кольматации (принудительная кольматация, снижение фильтратоотдачи раствора).

Репрессию на пласт можно регулировать как правильным выбором плотности и реологических свойств бурового раствора, так и интенсивностью проведения технологических операций в скважине. Плотность бурового раствора следует рассчитывать по формуле

$$\rho = (1 + n)\rho_{\text{пл}}/gH = 1000K_a(1 + n), \quad (15.18)$$

где n — коэффициент безопасности ($n = 0,1$ при глубине кровли продуктивного пласта $H < 1200$ м; $n = 0,05$ при $1200 < H < 2500$; $n = 0,04$ при $H > 2500$ м); $\rho_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па; g — ускорение свободного падения, м/с²; K_a — коэффициент аномальности пластового давления.

Максимально допустимое колебание плотности по циклу не должно превышать ± 20 кг/м³.

Подачу буровых насосов при бурении и промывке продуктивного интервала находят по формуле

$$Q = 0,785v(d_c + d_r)(1 + \sqrt{1 + 3,3 \cdot 10^{-4} Ne}), \quad (15.19)$$

где v — кинематическая вязкость раствора, м²/с; d_c, d_r — средневзвешенный по глубине соответственно диаметр скважины и буровых труб, м; $Ne = \rho\tau_0(d_c - d_r)^2/\eta^2$ — параметр Хедстрема; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па; η — структурная вязкость бурового раствора, Па · с.

Репрессия, создаваемая на пласт в процессе бурения или промывки,

$$\Delta p = n\rho_{\text{пл}} + \frac{0,032\rho L Q^2}{(d_c - d_r)^3(d_c + d_r)^2}, \quad (15.20)$$

где L — длина компоновки труб, м.

Скорость спуска буровых труб $v_{\text{сп}}$ должна выбираться такой, при которой возникшие дополнительные гидродинамические давления в скважине $\Delta p_{\text{сп}}$ не превышают давления промывки $\Delta p_{\text{пр}}$:

$$v_{\text{сп}} = \frac{(d_c - d_r)^2 \ln d_c / d_r}{24\eta L} \left(\Delta p_{\text{пр}} - n\rho_{\text{пл}} - \frac{8\tau_0 L}{d_c - d_r} \right). \quad (15.21)$$

Гидродинамическое давление, возникающее в скважине при спуске труб,

$$\Delta p_{\text{сп}} = n\rho_{\text{пл}} + \frac{8\eta_0 L_2}{(d_c - d_r)} \left(\frac{8\eta_0 L}{(d_c - d_r)^2} \right) \cdot \left[\left(\frac{3v_{\text{сп}}}{\ln d_c / d_r} \right) + (d_c - d_r) \frac{\tau_0}{\eta} \right]. \quad (15.22)$$

Для уменьшения радиуса проникновения фильтрата в пласт следует также выполнять дополнительные мероприятия: перед пуском бурового насоса проводить расхаживание и вращение бурильной колонны; плавно восстанавливать циркуляцию бурового раствора в скважине; осуществлять промежуточные промывки при спуске бурильных труб, особенно в глубоких скважинах; бурить продуктивную часть желательно роторным способом.

После определения технологических параметров вскрытия пласта следует определить R_f по формуле (15.15) или (15.16) и затем найти коэффициент потери продуктивности скважины (ПП) при применении данной технологии

$$\text{ПП} = \frac{\alpha(1-\beta)}{\alpha(1-\beta) + \beta} 100 \%,$$

где $\alpha = 0,161 \ln(R_f/r)$; β — коэффициент восстановления проницаемости, определяемый по данным анализа керна в соответствии с РД 39-0147009-510—85.

Рекомендуется использовать следующие уровни качества технологии вскрытия:

ПП, %	0—5	5—10	10—20	>20
Уровень качества вскрытия	Отлично	Хорошо	Удовлетворительно	Неудовлетворительно

При ПП > 20 % необходимо улучшить технологию вскрытия пластов путем применения буровых растворов, которые позволяют получить $\beta > 95$ % (растворы на нефтяной основе или хлоркалиевые), или использования технологии вскрытия пластов на равновесии.

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Деятельность предприятий нефтяной и газовой промышленности неизбежно связана с техногенным воздействием технологических процессов бурения и добычи на природную среду, поэтому вопросы охраны окружающей среды для отрасли имеют важное значение [44, 182].

Особенность такого воздействия процессов бурения — высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро-, лито- и биосферы, которые нередко превышают пороговые нагрузки, вызывая нарушение экологического равновесия в районах бурения, а в ряде случаев и деградацию отдельных компонентов природной среды.

Среди комплекса природоохранных мер важная роль отводится мероприятиям по очистке, обезвреживанию и утилизации производственно-технологических отходов бурения — буровых сточных вод (БСВ), отработанных буровых растворов (ОБР) и выбуренной породы или бурового шлама (БШ), поскольку они содержат в своем составе широкую гамму загрязнений, представленных применяемыми в бурении материалами и химическими реагентами. Мероприятия, направленные на снижение уровня и объемов загрязнения природной среды, составляют основу экологически безопасной малоотходной технологии бурения (заканчивания) скважин.

16.1. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

Одна из сложных проблем — проблема утилизации отработанных буровых растворов и шлама и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В этой области имеется богатый опыт зарубежных и отечественных организаций. Этот подход оправдан не только с экологической, но и с экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов. Так, фирмой "Шелл Канада" было пробурено 209 скважин, в результате чего образовалось свыше 30 тыс. м³ отходов бурения, основной объем которых составлял отработанный буровой раствор. Расчеты показали, что экономически целесообразным оказалось их повторное использование для бурения других скважин по сравнению с работами по обезвреживанию таких отходов или безопасному захоронению. Для этого разработана специальная система сбора бурового раствора и его кондиционирования. Она предусматривает использование комплекта металлических отстойников и емкостей, а также очистное оборудование (вибросито с крупной и мелкой сетками, песко- и илоотделитель и центрифуги). Уходящий в отходы буровой шлам складывается в земляных котлованах, сооруженных на территории буровой, а после окончания бурения его смешивают с глиной и захороняют в этом же амбаре. Из ОБР, не поддающихся восстановлению, отделяют водную фазу с помощью центрифуг. Всего таким образом было получено 3500 м³ воды. Эту воду затем использовали для обработки остального объема ОБР с целью придания ему нужных технологических свойств. ОБР перевозили на другие скважины для бурения.

В отечественной практике бурения повторное использование буровых растворов также находит широкое применение, особенно при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью. Однако это важное и экологически целесообразное направление утилизации ОБР не везде осуществимо из-за специфических природно-климатических и ландшафтных условий районов ведения буровых работ и при значительной удаленности буровых друг от друга, что экономически невыгодно. Расчеты показывают, что затраты на транспортировку ОБР на расстояние свыше 250 км начинают превышать стоимость раствора, приготавливаемого на месте.

Предложен метод утилизации ОБР — регенерации активных компонентов буровых растворов путем получения из него глинопорошка. Показана принципиальная возможность получения из отходов бурения глинопорошка удовлетворительного качества. Однако основной недостаток этого метода утилизации — значительный расход углеводородного топлива на производство глинопорошка. Причем утилизации подлежит лишь отработанный неутра-

желенный глинистый буровой раствор плотностью до $1,17-1,20 \text{ г/см}^3$. Использование для этих целей распылительных сушилок конструкции НИИСтройкерамики не позволяет ориентировать промышленную технологию получения глинопорошка в промысловых условиях из-за несовершенства конструкции сушилок, значительных габаритных размеров и необходимости создания специальной системы коммуникаций для обслуживания.

В зарубежной практике известен способ регенерации некоторых химических реагентов из отработанных буровых растворов путем обработки последнего специальными микроорганизмами и штаммами. Однако область применения его весьма ограничена из-за селективности действия используемых микроорганизмов и высокой чувствительности их к составу утилизируемого ОБР.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. При этом возможно два варианта. По первому варианту ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин; по второму — в качестве основного тампонажного материала. Так, фирма "Дрессер Мэгкобэр" разработала тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе, причем в составе ОБР допускается определенное содержание нефти и нефтепродуктов (дизельного топлива) и утяжелителя. При этом отмечается, что наличие утяжелителя играет положительную роль, так как он способствует увеличению прочности полученного тампонажного камня. К достоинствам такого материала относятся его хорошая совместимость с буровым раствором и отсутствие усадки. Тампонажный камень, твердеющий при температуре 88°C , имел прочность на сжатие 4,9 и 6,3 МПа через 24 и 48 ч соответственно. Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно. Такой опыт имеется в отечественной практике. Другое направление — разработка специальных отверждаемых глинистых растворов (ОГР), выполняющих функции тампонажного камня при креплении скважин. Для этого в качестве отвердителя предлагается использовать алкилрезорцины с формалином. Такой материал пригоден для крепления скважин в интервале температур $20-50^\circ\text{C}$. Однако реализация этого способа сдерживается высокой токсичностью применяемых веществ, трудностью регулирования сроков твердения буровых растворов и сложностью технологии обработки раствора на дневной поверхности.

Заслуживающим внимание способом утилизации ОБР является их использование в качестве основы удобряющих компостов и мелиорантов, предназначенных для внесения в почву при рекультивации шламовых амбаров и территории буровой, а также структурообразователя почвогрунтов. Пригодными для этих целей смогут быть лишь буровые растворы, не содержащие нефти и нефтепродуктов, хроматов и токсичных для почв минеральных солей. Наиболее целесообразно использовать такие компосты и мелиоранты для солонцовых, песчаных и супесчаных почв, т.е. почв, обедненных глинистыми структурообразующими компонентами. Показано, что глинистые ОБР, обрабатываемые в процессе бурения гуматными реагентами, не содержащими нефти, и имеющие в своем составе менее 2 % минеральных солей, являются хорошими структурообразующими агентами для указанных выше типов почв. Наиболее ярко мелиорирующий эффект ОБР проявляется при его совместном использовании с фосфогипсом-дигидратом. Эффективность такого мелиоранта обусловлена содержанием в его составе структуро-

образующего глинистого коллоидного комплекса, рационального количества питательных для почв компонентов (гуматов калия, кальция, разлагающейся органики и др.), носителем которых служит ОБР, а также кальция, фосфора и других микроэлементов, привносимых фосфогипсом-дигидратом.

Единственное ограничивающее условие применимости этого безусловно прогрессивного и практически доступного метода утилизации полужидких отходов бурения — состав ОБР, который не должен содержать вредных и токсичных для почв и экологической цели в целом компонентов.

Наиболее прогрессивное направление утилизации ОБР — их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этому служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Причем глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества (бентопорошок). Кроме того, в составе ОБР содержится значительное количество органических веществ и нефти, наличие которых обеспечивает высокий эффект вспучивания глинистой массы при обжиге.

Исследованиями показана принципиальная возможность получения из ОБР керамзита и реальность осуществления его производства на действующих заводах без изменения существующей технологии.

Исследования проводили в лабораторных условиях, а промышленные испытания — в реальных производственных условиях на Энемском керамзитовом заводе (Краснодарский край).

В лабораторных и промышленных экспериментах использовали отработанный глинистый буровой раствор, содержащий до 75–80 % глины и выбуренной породы и до 6–8 % органических веществ в виде химических реагентов и нефти. Кроме того, в его состав входит до 12 % минеральных веществ (утяжелитель — барит, карбонаты, силикат, песок и др.). Эксперименты проводили по стандартным методикам, используемым в производстве строительной керамики. Для этого готовили исходную сырьевую смесь и сформированные из нее изделия (окатыши) обжигали при температуре 1100–1200 °С в печах по принятому технологическому регламенту. Сырьевая шихта была представлена из собственно ОБР, так и из смеси карьерной глины, состав которой соответствует ГОСТ 25254–82, с ОБР, взятых в различных соотношениях.

Результаты исследований представлены в табл. 16.1.

Из них видно, что сырьевая смесь на основе ОБР обладает хорошими технологическими свойствами (высокими значениями коэффициента консистенции и числа пластичности), а получаемый из них керамзитовый гравий имеет высокую насыпную плотность (менее 0,35 г/см³), высокую прочность (1,8–1,9 МПа) и пористость (до 94 %) с преобладанием фракций размером от 5–10 до 10–20 мм. Керамзитовое изделие с указанными характеристиками в соответствии с ГОСТ 9759–83 относится к первой и высшей категориям качества. Качество такого керамзитового гравия обусловлено в первую очередь хорошим эффектом вспучивания ОБР (коэффициент вспучивания более 1,8). При этом из 1 м³ ОБР получается 1,4–1,5 м³ керамзита.

Аналогичные результаты получены и при использовании ОБР в качестве добавки к традиционно применяемой карьерной глине (см. табл. 16.1). При этом получаемый керамзит также обладает хорошим качеством и высокими потребительскими свойствами.

Таблица 16.1

Характеристика сырьевой смеси и керамзита, полученного в различных условиях

Состав сырьевой шихты	Технологические показатели сырьевой смеси		Коэффициент вспучивания (по ГОСТ 19221–73)	Показатели качества керамзитовой фракции размером 10–20 мм		
	Коэффициент консистенции (по ГОСТ 2642.1–71)	Число пластичности (по ГОСТ 21216.10–75)		Насыпная плотность, кг/м³ (по ГОСТ 9758–77)	Прочность, МПа (по ГОСТ 9758–77)	Пористость, %
Для лабораторных условий						
ОБР	0,25	30	1,8	280	1,9	94,0
ОБР : карьерная глина = 1 : 1	0,25	25	1,7	310	1,8	93,0
ОБР : карьерная глина = 2 : 1	0,25	25	1,7	290	1,8	93,7
ОБР : карьерная глина = 1 : 2	0,25	15–25	1,7	340	1,8	92,2
Для заводских условий						
ОБР	0,25	30	1,8	300	1,8	91,0
70 % карьерной глины + 30 % ОБР	0,25	15–25	1,6	360	1,6	88,2
80 % карьерной глины + 20 % ОБР	0,25	15–25	1,7	350	1,6	89,7
90 % карьерной глины + 10 % ОБР	0,25	15–25	1,7	340	1,6	90,3

Результаты промышленных испытаний свидетельствуют о том, что из ОБР получается керамзит высокого качества (см. табл. 16.2), а производство такого материала не требует корректировки принятой технологии. При этом наиболее целесообразно ориентировать производство керамзита собственно из ОБР по "мокрому" способу, а при его использовании в качестве добавки к карьерной глине – по "сухому" или "полусухому" способу.

Весьма интересные результаты получены при оценке возможности использования ОБР для производства строительного кирпича. Для этого в исходную глинистую сырьевую смесь вводили различные количества ОБР и определяли реологические свойства шихты и свойства готового керамического изделия.

Для получения сырьевой смеси использовали суглинок (карьерная глина Краснодарского месторождения Краснодарского края), которая отвечает требованиям ГОСТ 9169–75. Химический состав суглинка следующий, %: SiO₂ – 62,76–68,6; Al₂O₃ – 11,31–14,25; Fe₂O₃ – 4,99–7,43; CaO – 1,81–4,91; MgO – 1,17–2,35; SO₃ – следы; P₂O₃ – 1,3–2,15; H₂O – 1,8–2,65; п.п.п. – 4,61–7,72. Указанные суглинки относятся к низкодисперсному сырью, гранулометрический состав которого характеризуется (для тонкодисперсных фракций) следующими значениями размера фракций: r < 0,001–25,08 %; r < 0,01–43,73 %. Такие суглинки относятся к умеренно пластичному сырью (пластичность – 11,76 %).

В качестве отработанного глинистого бурового раствора использовали водоглинистую суспензию, твердая фаза которой содержит (массовая доля,

%) в своем составе высококоллоидальную глинистую фракцию (10–50). Кроме того, в ОБР содержатся (массовая доля, %) нефть и нефтепродукты (0,5–15) и органический углерод (1,5–5,0), а также вода (48,0–70,0).

Качество сырьевой шихты оценивали по показателям реологических свойств — формовочной влажности, пластической вязкости и предельному напряжению сдвига, а готового керамического изделия — по водопоглощению, усадке и прочности. Испытания проводили в лабораторных и промышленных условиях.

Для этого к исходной глиномассе, представленной суглинком, добавляли расчетное количество отработанного глинистого бурового раствора и смесь тщательно перемешивали на двухвальный смесителе, после чего из полученной массы формировали образцы стандартного размера (250 × 120 × 65 мм). После двухсуточного подсушивания при температуре 46–50 °С образцы обжигали при температуре 960–980 °С в течение 54 ч по стандартному технологическому регламенту: зона подготовки (повышение температуры от 50 °С до 700 °С) — 20 ч; зона обжига (повышение температуры от 700 °С до 960–980 °С и поддержание ее на стабильном уровне) — 6 ч; зона закала (падение температуры от 700 °С до 50–60 °С) — 16 ч.

Таблица 16.2

Результаты изучения влияния содержания воды в составе отработанного бурового раствора на свойства сырьевой смеси и получаемого кирпича

Состав ОБР, %	Реологические свойства сырьевой смеси			Показатели качества строительного кирпича					
	Формовочная влажность, %	Предельное напряжение сдвига, кПа	Пластическая вязкость $\eta \cdot 10^3$, Па · с	Усадка, %			Водопоглощение, %	Прочность, МПа	
				воздушная	огневая	общая		на сжатие	на изгиб
Твердая фаза — 10 Нефть и нефтепродукты — 15 Органический углеводород — 5 Вода — 70	13,6	6,24	5,22	2,1	0,1	2,2	2,1	12,2	2,3
Твердая фаза — 50 Нефть и нефтепродукты — 0,5 Органический углеводород — 1,5 Вода — 48	13,1	6,09	5,33	2,4	0,2	2,5	2,6	12,8	2,6
Твердая фаза — 10 Нефть и нефтепродукты — 13 Органический углеводород — 5 Вода — 72	18,6	7,61	63,8	4,1	0,3	3,0	5,8	8,1	1,8
Твердая фаза — 50 Нефть и нефтепродукты — 0,5 Органический углеводород — 3,5 Вода — 46	17,7	7,48	62,7	4,0	0,4	3,1	5,4	7,9	1,7

Таблица 16.3

Результаты оценки эффективности сырьевой смеси для получения строительного кирпича

Состав сырьевой смеси, %	Реологические свойства сырьевой смеси			Показатели качества строительного кирпича					
	Формовочная влажность, %	Предельное напряжение сдвига, кПа	Пластическая вязкость, $\eta \cdot 10^8$, Па · с	Усадка, %			Водопоглощение, %	Прочность, МПа	
				воздушная	огневая	общая		на сжатие	на изгиб
Суглинок — 75 ОБР — 25	13,6	6,24	52,2	2,1	0,1	2,2	2,1	12,2	2,3
Суглинок — 96 ОБР — 4	12,9	6,00	54,1	2,4	0,3	2,7	2,0	12,7	2,6
Суглинок — 86 ОБР — 14	13,2	6,17	51,6	1,9	0,1	2,0	2,1	12,8	2,4

Результаты экспериментов приведены в табл. 16.2 и 16.3. Они показывают, что введение в традиционную сырьевую смесь для производства глиняного кирпича ОБР в количестве до 25 % не только не ухудшает показатели качества получаемого керамического изделия, но и существенно улучшает реологические свойства исходной шихты. При этом повышается формовочная влажность массы, ее пластическая вязкость, а показатель предельного напряжения сдвига находится в оптимальном диапазоне. Получаемый кирпич обладает высокими потребительскими свойствами — он характеризуется минимальной усадкой, незначительным водопоглощением и высокими прочностными показателями.

Выполненные исследования показали принципиальную возможность, практическую целесообразность и доступность технологии получения из отхода бурения (отработанного глинистого бурового раствора) как керамзита, так и глиняного кирпича с высокими потребительскими свойствами.

Указанное направление утилизации отходов бурения — наиболее эффективный способ решения не только проблемы охраны окружающей среды, но и проблемы ресурсосбережения.

Одно из интересных направлений утилизации ОБР и шлама — их использование в дорожном строительстве. Однако перспективность этого метода и его экономическая состоятельность еще не доказаны, так как рекомендуется использовать ОБР, содержащий в своем составе, судя по анализу полученных данных, как безвредные, так и токсичные компоненты. Только после проведения всесторонних исследований в этой области может быть сделан окончательный вывод о практической полезности и экологической чистоте этого метода.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, наиболее доступна их ликвидация путем захоронения. При этом практикуется захоронение ОБР и шлама в специально отведенных местах, глубокозалегающих подземных горизонтах, земляных амбарах непосредственно на территории буровой.

Захоронение отходов бурения после заканчивания скважин в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. Вместе с тем, захоронение отходов по

этому способу — единственно возможный вариант решения природоохранной проблемы, например, при морском бурении, бурении в курортных и прибрежных водоохранных зонах, а также в экологически уязвимой местности.

Недостаточно распространен и метод захоронения жидких отходов, преимущественно ОБР, в глубокозалегающие подземные горизонты. Он может быть реализован только при наличии в разрезе разбуриваемого месторождения соответствующих геологических условий, обеспечивающих безопасное захоронение таких отходов.

Необходимое и обязательное условие при этом — наличие хорошо экранированных водонепроницаемых пластов с высокими емкостными свойствами, не имеющих гидродинамической связи с другими горизонтами. Кроме того, экономически целесообразно захоронение лишь в случае больших объемов закачки отходов, например, при кустовом бурении. Несмотря на очевидную экологическую состоятельность такого метода ликвидации жидких отходов бурения, его техническая реализация представляет определенную трудность.

В США практикуется закачка ОБР через обсадные трубы или кольцевое пространство в глубокие пласты с соленой водой. Пресноводные и продуктивные пласты изолируются с помощью цемента или труб. Этот метод допустим при очень жестких требованиях к пласту, намеченному для приема отходов, с целью исключения возможности их проникновения в другие объекты. Стоимость такой закачки составляет 22–29 дол/т и, как считают специалисты, этот метод может стать одним из экономически выгодных методов ликвидации отходов.

В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Представляется неэкономичным и способ захоронения ОБР и БШ в специально отведенных местах. Существенный недостаток указанного метода — значительные транспортные расходы на вывоз ОБР с буровой, так как такие места захоронения, как правило, находятся на большом расстоянии от буровых.

В американской практике бурения известен и практикуется метод захоронения ОБР в земляных амбарах, стенки которых изолируются пленкой из полиэтилена или поливинилхлорида и бентонитом. Однако у нас в стране такой метод не получил должного распространения, хотя и заслуживает внимания.

Нашел частичное применение в зарубежной практике метод разбрызгивания ОБР на пахотные земли после предварительной его нейтрализации. Однако использование указанного метода ограничивается типом и системой обработки бурового раствора.

Анализ состояния вопроса свидетельствует о том, что захоронение отходов бурения не решает полностью задачи защиты окружающей среды от загрязнения. Этот доступный и практически повсеместно используемый метод локализации отходов бурения экономически оправдан лишь при условии обезвреживания захороняемой массы.

16.2. МЕТОДЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ШЛАМА

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев ОБР и буровой шлам захороняются в земляных амбарах непосредственно на территории буровой после окончания бурения скважины. Это решение не обеспечивает надежной экономической защиты мест захоронения отходов. Положение еще более усугубляется тем, что такой метод требует длительного времени ожидания подсыхания содержимого амбаров перед их засыпкой и последующей рекультивацией, а это невыгодно в плане рационального народнохозяйственного использования земель. Вместе с тем этот метод ликвидации отходов бурения наиболее доступен по сравнению с другими, несмотря на безвозвратные потери бурового раствора. Обезвреживание отходов позволяет повысить экологичность таких работ и обеспечить благоприятные условия для своевременной рекультивации отстойников с ОБР и шламом, исключив стадию длительного ожидания затвердевания их содержимого.

Основные направления работ в области обезвреживания отходов бурения концентрируются на физико-химической нейтрализации и отверждении ОБР и БШ. Физико-химическая нейтрализация содержимого шламовых амбаров представляется привлекательным методом предотвращения загрязнения объектов природной среды отходами бурения. Один из них предусматривает разделение ОБР на жидкую и твердые фазы с последующей утилизацией жидкой части и нейтрализацией осадка. С этой целью в США предложен способ разделения фаз ОБР. Для обработки используют флокулирующие добавки. Такие добавки вызывают коагуляцию жидкой части отходов и выпадение твердой фазы в осадок. После удаления из амбара осветленной воды оставшаяся масса вновь обрабатывается флокулянтom, и так продолжается до тех пор, пока вся основная часть воды не будет удалена из жидких отходов.

Один из методов — это метод разделения фаз ОБР с использованием сульфата алюминия и специальных флокулирующих агентов. Отделившаяся вода направляется для технических нужд бурения или приготовления нового бурового раствора. Отделение воды производится с помощью декантирующей центрифуги, а оставшаяся часть ОБР направляется на фильтр-пресс, на котором происходит дальнейшее обезвоживание массы. Полученный шлам содержит до 30 % влаги и считается безвредным и затем сбрасывается в шламовый амбар для захоронения.

Наиболее перспективным представляется использование передвижных блочных установок для обработки отходов бурения. Так, фирма "ЭсТиБи Индастриз" разработала установку для непрерывной очистки отработанных буровых растворов — "Тэссфорд". Она состоит из блока двигателя, приемной емкости с мешалкой для хранения бурового раствора, погружного насоса, электроприводного устройства для перекачки дегидратированного буро-

вого раствора и, в случае необходимости, дополнительного узла для физико-химической обработки воды. Производительность установки составляет до 10 м³/ч. Имеются и другие разработки, обеспечивающие глубокое обезвреживание отходов бурения.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды. Он реализуется следующим образом. В амбар с ОБР вводят коагулянт из расчета 1,5 кг на 1 м³ жидкой фазы. В указанном амбаре примерно содержится 50 % жидкой фазы. Введение коагулянта осуществляется при активном смешении его с ОБР с помощью цементировочного агрегата в течение 1,5–2,0 ч. Затем ОБР отстаивается в течение 1 сут. После отстоя осветленную воду откачивают на технологические нужды. Подвижную часть загущенного осадка буровым насосом откачивают из амбара и смешивают с вяжущим, например, с цементом из расчета 0,8 т на 1 м³ подвижной части загущенного осадка. Полученную смесь вводят в амбар и равномерно распределяют по поверхности придонной неподвижной части загущенного осадка. Отверждение поверхностного слоя загущенного осадка, по данным авторов, заканчивается через 2 сут. На отвержденную поверхность наносится экран из глины толщиной 0,3 м. Затем оставшуюся часть котлована засыпают минеральным грунтом.

Предложенный способ пока не имеет достаточной реализации в промысловых условиях, что не позволяет судить о его рациональности. К тому же значителен расход вяжущего.

Один из эффективных методов обезвреживания бурового шлама — окисление и гидрофобизация поверхности. Значительный объем работ в этом направлении выполнен Т.И. Гусейновым, А.А. Мовсумовым и другими специалистами. Ими изучены закономерности и особенности процессов окисления и гидрофобизации поверхности бурового шлама и установлены наиболее целесообразные границы применимости данных методов в соответствии с уровнем загрязненности таких отходов бурения. Как показали исследования, метод окисления органических загрязнителей, содержащихся в буровом шламе, обладает значительно меньшей эффективностью по сравнению с гидрофобизацией. Это одна из основных причин, не позволяющая рекомендовать метод окисления в практику обезвреживания буровых шламов.

Более перспективным, по мнению исследователей, является обезвреживание шлама методом гидрофобизации его поверхности с помощью органических или растворимых высокомолекулярных соединений с последующим действием электролитов. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ. Из известных растворов полимеров наибольшей эффективностью обладает сополимер малеинового ангидрида с акриламидом, который позволяет получать высокую степень гидрофобизации поверхности бурового шлама и, как следствие, обеспечивает необходимую глубину обезвреживания. Этот метод рекомендован, в основном, для обезвреживания шлама при морском бурении, так как эффект гидрофобизации поверхности усиливается при попадании обработанного таким полимером БШ в морскую среду. Однако из-за значительных расходов гидрофобизирующего агента и его дефицитности этот метод широкого распространения в практике буровых работ не получил.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органических веществ всех основных классов, присутствующих в буровом шламе. По мнению исследователей этот метод — наиболее доступен и перспективен. Его практическая реализация осуществляется в печах специальной конструкции, из которых заслуживает внимания барабанная электрическая печь. Она позволяет реализовать необходимые термические режимы для достижения глубокого обезвреживания шламовых масс с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов и других загрязнителей органической природы. Основным недостатком этого метода, сдерживающим его широкую практическую реализацию, является значительный расход электроэнергии на проведение обжига шлама.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющих органических составляющих (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой. Характерным примером в этом случае могут служить результаты исследований.

В первой серии экспериментов исследовали влияние расхода промывочной воды на степень отмывки нефти от шлама (при постоянной температуре воды 40, 60, 80 и 100 °С). Содержание нефти в исходном шламе составляло 7,5 % при общей влажности массы 15 %. В качестве характерных приведены результаты экспериментов по отмывке шлама водой с температурой 100 °С. Аналогичные зависимости получены и для вод с температурой 80 и 60 °С. Из полученных данных видно, что с увеличением объема моющего агента закономерно растет и степень отмывки, достигая максимального значения при соотношении шламовой массы (Ш) к объему промывочной воды (Ж) как 1 : 10. При дальнейшем уменьшении значения соотношения Ш : Ж степень отмывки не изменяется и находится на том же уровне. Загрязненность сточной воды взвешенными веществами после отмывки шлама не превышает 0,55 % и с ростом объема промывочной воды имеет тенденцию к незначительному увеличению. По результатам этой серии экспериментов для дальнейших исследований было выбрано соотношение Ш : Ж = 1 : 10.

Далее исследовали влияние температуры воды на эффект отмывки шлама с теми же показателями. Результаты экспериментов свидетельствуют о том, что эффективность процесса с уменьшением температуры падает и при значении менее 60 °С нефть и нефтепродукты из шламовой массы практически не удаляются. Соответственно уменьшается и загрязненность сточной воды. При этом, как и следовало ожидать, наибольшая эффективность достигается при температуре воды 100 °С, при которой и проводились дальнейшие исследования.

Из полученных данных видно, что при содержании нефти более 5 % степень отмывки практически не изменяется и составляет в среднем 70—75 %. Загрязненность сточных вод взвешенными веществами возрастает при увеличении содержания нефти до 5 %, а затем стабилизируется и остается на одном уровне.

Весьма интересные данные получены и при изучении влияния влажности нефтесодержащего шлама на степень отмывки. Влажность шлама также оказывает влияние на процесс и эффективность отмывки. Так, с ростом влажности отмечается увеличение степени отмывки, которое заметно сказывается на шламовых массах с влажностью до 20 % и практически не влияет на сильно увлажненные шламы (> 20 %). При этом максимальное значение сте-

пени отмывки достигает 70–75 % в интервале влажности 15–20 %, которое в дальнейшем не изменяется. Аналогичную зависимость имеют кривые за-
грязненности стоков.

Выполненные эксперименты позволили выявить качественные и количе-
ственные закономерности и особенности процесса отмывки нефтесодержа-
щих шламов горячей воды.

Приоритетным направлением обезвреживания указанных отходов бурения является их содержание. Обезвреживающий эффект при этом достигается за счет превращения указанных отходов бурения в инертную консолидированную массу и связывания в ее структуре загрязняющих веществ, что практически исключает миграцию их за пределы отвержденного бурового раствора. Такую отвержденную массу можно захоронить в земляных амбарах непосредственно на территории буровой без нанесения ущерба окружающей среде. Ввод в ОБР активирующих добавок позволяет, кроме того, получать отвержденную массу, выдерживающую нагрузку, которую создает транспортная техника. При этом значительно упрощается процесс захоронения, облегчается последующая планировка и рекультивация амбаров, а также существенно сокращаются сроки возврата земель основному землепользователю.

Метод отверждения не только практически доступен, но и экономически выгоден. Об этом свидетельствуют и примерные расчеты сравнительной экономической эффективности использования известных методов обезвреживания и утилизации указанных отходов бурения.

Таким образом, метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами с экологической и технико-экономической точек зрения.

За рубежом в качестве отверждающих составов предлагаются минеральные вяжущие с активными добавками, такими, как оксид алюминия, жидкое стекло, хлорид железа. Эти составы в большинстве случаев многокомпонентны, добавка их в ОБР относительно высока к тому же практически отсутствуют данные об их промышленной реализации.

Японскими специалистами для отверждения бурового шлама предложен состав, состоящий из портландцемента, безводного гипса и добавок порошкообразного материала некоторых солей. Фирма "Чемфикс Грассфорд Поллюшн Севисэз" (Великобритания) рекомендует обрабатывать буровой шлам некоторыми растворами силикатов в присутствии коагулянтов. Получаемый при этом твердый материал может быть утилизирован, т.е. использован для покрытия автостоянок или безвредно сброшен на поверхность почвы.

Расход вяжущего и сроки твердения ОБР и БШ сокращаются в случае применения в качестве активирующей добавки полимерных материалов. При этом формируется эластичная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и БШ; нефть и нефтепродукты как основные загрязнители природной среды не мигрируют за пределы отвержденной массы. Вместе с тем водоустойчивость такой полимерглинистой композиции гораздо ниже, чем на основе только минерального вяжущего.

Ряд исследователей предлагают применять для отверждения указанных отходов бурения фенолформальдегидные смолы. При этом получены положительные результаты по консолидации, однако необходимого обезвреживающего эффекта не достигается. К тому же одна из составляющих этого ма-

териала (фенол) представляет собой крайне токсичное вещество, относящееся ко II группе токсичности. Все это не дает основания рекомендовать такие отверждающие составы для обезвреживания ОБР и БШ.

Все разрабатываемые отверждающие составы имели одну единственную цель — придать отвержденной массе ОБР и БШ прочностные характеристики. Однако оценка экологичности отвержденных масс в целом не проводилась. Для этого был проведен цикл исследований, результатом которого явилось установление закономерностей и особенностей процесса, а также разработка подхода к выбору типа и состава консолиданта.

Эксперименты проводили по следующей методике.

В ОБР или буровой шлам вводили расчетное количество компонентов отверждающего состава, после чего массу перемешивали на лабораторной мешалке. Затем этой массой заполняли металлические формы для получения образцов стандартных размеров. Необходимость формирования таких образцов обусловлена методикой оценки прочностных показателей и степени отверждения. Сформированные образцы выдерживались в течение суток на воздухе при комнатной температуре, после чего помещались в эксикатор, где они твердели требуемый срок (7, 14, 21 и 28 сут). После выдержки образцов в течение указанного времени их подвергали соответствующим испытаниям. Оценочными показателями процесса отверждения и практической пригодности отверждающей смеси служили: прочность на сжатие, водостойчивость; вымываемость загрязняющих органических веществ по ХПК; вымываемость нефти и нефтепродуктов; pH водной вытяжки. В некоторых случаях определяли вымываемость растворенных минеральных солей.

Все отвержденные массы исследовали на токсичность по методикам Минздрава СССР, по результатам которых были получены соответствующие первично-токсикологические паспорта.

В исследованиях испытывали составы на основе вяжущих и полимерных материалов. При разработке отверждающих композиций исходили из необходимости решения в первую очередь задач обезвреживания ОБР и шлама с целью безопасного захоронения таких масс в шламовых амбарах. В ходе исследований установлены общие закономерности и выявлены основные особенности процесса твердения, обусловленные природой отверждающего состава и количеством вводимого агента. Как закономерность, следует отметить, что во всех случаях с увеличением времени твердения отмечается рост показателей консолидации обезвреживаемых масс и снижение вымываемости из них загрязнителей. В качестве характерного примера общих закономерностей процесса твердения могут служить данные отверждения ОБР портландцементом.

Из полученных данных видно, что количество вводимого отвердителя оказывает существенное влияние на процесс твердения. При этом дозировка портландцемента, необходимая для получения консолидированной массы с требуемыми для практики свойствами, составляет не менее 40 %. При такой дозировке время, необходимое для получения консолидированной массы с приемлемыми прочностными характеристиками, не превышает 7 сут. Отвержденная масса, полученная в таких условиях, достаточно устойчива к агрессивному воздействию водной среды и не теряет своих прочностных свойств при ее выдержке в воде (прочность на сжатие не изменяется). Одновременно с ростом количества вводимого в ОБР отверждающего агента отмечается снижение вымываемости из консолидированной массы загрязнителей органической природы (ХПК закономерно падает). Следует отметить

также, что при отверждении ОБР нефть и нефтепродукты полностью связываются в структуре консолидированной массы и водой из нее не вымываются даже при длительном хранении образцов в водной среде (56 сут).

Исследования показали, что из минеральных вяжущих высокий обезвреживающий эффект обеспечивает портландцемент, фосфогипс, полугидрат, магнезиальный цемент и смесь цемента с доломитовой мукой состава "Роса". Их использование позволяет достаточно эффективно решать вопрос обезвреживания ОБР и шлама в широком спектре загрязненности таких отходов бурения. Результаты оценки эффективности отверждающих составов приведены в табл. 16.4. Одним из достоинств таких отверждающих составов является то, что они превращают отходы бурения в консолидированные массы с высокими прочностными свойствами. Последнее представляется важным фактором при засыпке амбаров с отвержденной массой и последующей рекультивацией, так как при этом создаются условия для безопасного использования для этих целей необходимой транспортной техники.

Расходы вяжущего и сроки твердения ОБР и шлама существенно сокращаются в случае применения в качестве активирующей обезвреживающей

Таблица 16.4

Сравнительная оценка эффективности отверждающих составов

Отверждающий состав	Расход состава и его компонентов, % к объему ОБР и БШ	Рекомендуемое время твердения, сут	Показатели свойств отвержденных отходов (через 21 сут выдержки в воде)				Экологическая характеристика
			$\sigma_{сж}$, МПа	pH	СО, мг/л	ХПК, мг/л	
Портландцемент	< 60	5–7	1,98	11,5	4202	89	IV класс опасности
Фосфогипс, полугидрат	20	6–7	1,68	7,25	4663	606	IV класс опасности (ПТП)
Карбамидная смола + двойной суперфосфат	6–12 4–8	4–6	0,69	6,68	3237	710	То же
Карбамидная смола + фосфогипс, дигидрат	10–12 60	6–7	0,91	7,0	6071	1030	"
Портландцемент + лигнин	20–30 30	7–9	1,04	8,3	4318	987	"
Магнезиальный цемент + бишофит	15–25 5–7,5	6–8	1,22	9,9	6116	284	IV класс опасности
"Роса"	12–14	5–6	2,25	9,2	1288	62	IV класс опасности (ПТП)
"Роса" + жидкое стекло	6–10 0,8	2–4	2,43	9,2	1410	44	То же
Портландцемент + бентонит	20 10	9–14	0,77	9,5	4356	360	"
Полиизоцианаты типа "Хайсел" и "Буретан"	3–5	2–4	0,19	8,8	5274	3881	IV класс опасности

Примечания. 1. Характеристика исходного ОБР: pH = 8,75; ХПК = 27,586 мг/л; СО = 6697 мг/л. 2. ПТП – первично-токсикологический паспорт.

Таблица 16.5

Результаты оценки технологических свойств отвержденных отходов бурения

Отвержденный состав	Водо-стой-кость N	Проч-ность на сжатие $\sigma_{сж}$, МПа	Относи-тельная линей-ная усад-ка l, %	Порис-тость K, %	Относи-тельная влаж-ность W, %	Модуль струк-турной дефор-мации E, МПа/%	Модуль упру-гости G, МПа
Карбамидная смола +	0,81	1,38	32	7,18	10,16	0,043	214
+ двойной суперфосфат	0,87	1,0	20	35,48	7,21	0,050	292
Магнезиальный цемент + карналлит	0,90	1,03	22	33,49	8,57	0,046	260
Портландцемент + + лигнин	0,98	1,06	10	27,01	2,53	0,096	280
Фосфогипсполугидрат							

добавки высокомолекулярных соединений на основе полиизоцианатов. При этом формируется эластичноподобная консолидированная масса, загрязняющие свойства которой значительно ниже загрязняющих свойств исходного ОБР и шлама. Вместе с тем водоустойчивость такой полимерглинистой массы гораздо меньше, чем на основе минерального вяжущего. Следует отметить также дефицитность полиизоцианатов и их высокую стоимость.

Указанных недостатков лишены быстротвердеющие составы на основе силиката натрия и цемента с добавками различных активных материалов (цеолит, фильтроперлит, доломитовая мука и др.). При обработке ОБР и шлама такими составами процесс твердения протекает в две стадии: на первой стадии происходит резкое загущение массы с выраженным процессом отверждения, на второй — подсыхание массы и дальнейший набор прочности. Результаты оценки эффективности быстротвердеющих составов свидетельствуют об их практической ценности и целесообразности широкого внедрения в промышленную практику. Так, время набора системой прочности $\sigma_{сж} \geq 0,1$ МПа составляет от 2—3 с до 2—3 мин, вымываемость из обработанной этими составами массы приблизительно через 2 мин твердения находится в допустимых пределах, а через 2 сут практически не отмечается вымываемости загрязнителей. На такие разработки и следует в первую очередь ориентировать технологические процессы обработки ОБР и шлама отверждающими составами с целью их обезвреживания.

С целью количественной оценки показателей технологических свойств отвержденных ОБР были проведены эксперименты и выполнены необходимые расчеты. Типы отверждающих составов и показатели технологических свойств отвержденных масс приведены в табл. 16.5. Результаты экспериментов свидетельствуют о том, что значения указанных показателей находятся в допустимых пределах независимо от типа используемых отверждающих составов. Это дает основание считать, что такие технологические свойства отвержденных отходов бурения позволяют обеспечивать качественную засыпку и успешное проведение рекультивации амбаров с находящимися в них отвержденными отходами с использованием традиционной техники.

16.3. КОМПЛЕКС РАБОТ, ПРОВОДИМЫХ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ "КУБАНЬГАЗПРОМ" В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Среди комплекса природоохранных мер важная роль отводится мероприятиям по очистке, обезвреживанию и утилизации производственно-технологических отходов бурения — буровых сточных вод, отработанных буровых растворов и буровых шламов, поскольку они содержат в своем составе широкую гамму применяемых в бурении материалов и химических реагентов.

Одним из основных направлений снижения негативного влияния бурения и эксплуатации скважин на природу явилось исключение токсикантов из состава буровых растворов. Были полностью исключены из состава буровых растворов нефтепродукты и хроматы. Нефтепродукты заменены нетоксичными отходами пищевого производства. С помощью специализированных организаций произведена оценка токсичности отходов бурения: БСВ, ОБР и БШ оценены как материалы четвертого класса опасности. На них получены токсикологические паспорта. С целью выбора экологически оправданного варианта складирования и утилизации отходов бурения в процессе строительства скважин на территории Краснодарского края проведены перечисленные ниже исследования. Установлены типы грунтов в регионах бурения, их коэффициенты фильтрации и уровень грунтовых вод, согласно представленной карте месторождений "Кубаньгазпрома". Разработаны модели фильтрации жидкой фазы отходов бурения через грунты различных типов. Дана характеристика рельефа местности с учетом водных объектов. Составлены инженерно-геологическая и гидрологическая карты (общая и по регионам бурения). На основе полученных данных проведены анализ, выбор и оценка экологически оправданных вариантов складирования и утилизации отходов бурения, т.е. районированы места бурения предприятия "Кубаньгазпром". Эти работы проведены совместно с институтом "Кубаньводпроект", Кубанским аграрным университетом и МПФ "Хоупекс".

Для выбора экологически рациональной технологии нейтрализации отходов бурения проведена оценка миграции загрязняющих веществ в окружающую среду из амбаров-накопителей и шламохранилищ с учетом состава и свойств отходов, а также проницаемости грунтов.

Расчетные, экспериментальные и полевые оценки фильтрации жидкой фазы отходов через стенки и дно амбара с помощью разработанной оригинальной методики показали, что наличие верхнего водяного слоя в амбаре приводит к непрерывной значительной фильтрации жидкой фазы отходов бурения в окружающую среду, а в нижней части амбара, заполненного отработанным буровым раствором и шламом, процессы миграции загрязняющих ингредиентов практически исключаются.

Разработанная методика оценки фильтрации загрязняющих веществ отходов бурения в окружающую среду позволяет учитывать следующие факторы:

- типы буровых растворов;
- характеристики почв и грунтов, составляющих дно и стенки мест складирования (в том числе и насыпных амбаров);
- физические процессы миграции загрязняющих веществ.

Таким образом, рассматривая амбар-накопитель с отходами бурения, сделали вывод, что дно амбара и часть стенок, перекрываемые шламом и глинистой суспензией, представляют собой фактически двухслойный экран (за счет коагуляции), а фильтрация возможна только через верхнюю часть, где находится сточная вода.

Поэтому вполне логично и обоснованно использование следующей экологически чистой комплексной технологии ликвидации амбаров: сбор пленочной нефти; очистка БСВ и сброс их на рельеф или повторное использование в оборотном водоснабжении; последующее складирование глинистой суспензии и шлама. В результате реализации технологии отходы бурения будут надежно изолированы, а их негативное влияние на окружающую среду полностью локализовано в пределах амбаров-накопителей.

Данная технология реализуется с помощью разработанного МПФ "Хоупекс" оборудования для нейтрализации отходов, образующихся в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, и обеспечивает:

- локализацию и сбор плавающей нефти и нефтепродуктов с поверхности амбара-накопителя;

- эффективную очистку буровых сточных вод (в процессе бурения или после его окончания) методом реагентной коагуляции (с использованием серийно выпускаемых на предприятиях России материалов) до нормативных показателей, позволяющих осуществить сброс очищенной воды на рельеф или использовать ее в оборотном водоснабжении;

- складирование в амбаре-накопителе отработанного бурового раствора и шлама с последующей рекультивацией мест складирования.

Оборудование для данной технологии в мобильном варианте представляет собой навесные технические средства, монтируемые с помощью быстроразъемных соединений на цементирующем агрегате ЦА-320. Комплект включает бонны для локализации нефти и нефтепродуктов на заданном участке амбара-накопителя, нефтесборник с обвязкой и узел обработки буровых сточных вод коагулянтном и флокулянтном.

Возможен также стационарный вариант (для каждого куста или глубокой скважины) реализации предложенной технологии.

Технология может быть использована при обработке содержимого амбаров как бурящихся скважин, так и после окончания бурения.

Осветление обработанной реагентами сточной воды происходит в емкостях для отстоя БСВ или в секции амбара-накопителя. При этом производительность процесса очистки БСВ составляет от 20 до 30 м³/ч.

В качестве коагулянта возможно использование сернокислого алюминия, глинозема, оксихлорида алюминия или хлористого кальция с флокулянтном и др. Выбор типа коагулянта и флокулянта зависит от типа БСВ и степени ее загрязнения. Доза коагулянта для обработки БСВ составляет приблизительно 300–400 кг/л (0,03–0,04 % от массы БСВ), расход реагента находится в пределах 300–400 кг.

Использование данной технологии при отрицательных температурах нерационально, так как при этом процессы миграции загрязняющих веществ в окружающую среду исключаются ввиду замерзания миграционного агента (БСВ).

Практическое использование разработок позволяет исключить попадание (загрязнение) в окружающую среду органических и неорганических химических реагентов, используемых при бурении скважин, а также основного токсиканта — нефти, объемы которой особенно значительны при кустовом бурении и возрастают в процессе последующего освоения скважин.

Разработанная комплексная технология нейтрализации вредного воздействия отходов бурения на окружающую среду экологически и экономически эффективна и оправдана и в настоящее время согласована для отдельных конкретных месторождений с Краснодарским краевым комитетом охраны окружающей среды и природных ресурсов. Так как около 50 тыс. м³/год ОБР и БШ приходится перевозить из мест бурения в природоохранных зонах в шламохранилища (а это очень высокие транспортные расходы), была разработана и успешно используется технология и утилизация в качестве гидроизолирующего материала.

Научной и практической предпосылкой возможности применения ОБР является низкий коэффициент фильтрации при контакте глинистого раствора с высокопроницаемым грунтом (менее 10^{-7} см/с), т.е. согласно СНиП 2.01.28–85 "Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения при проектировании" глинодержателе отходы рекомендуется использовать в качестве противofильтрационного экрана. По технологии, разработанной МПФ "Хоупекс", ОБР использовался для гидроизоляции складов ядохимикатов в АО "Черноерковское", агрохимическом комплексе "Сладковский" и на других объектах. Полученные результаты свидетельствуют о том, что отходы бурения являются эффективным гидроизолирующим материалом и могут быть использованы в качестве противofильтрационного экрана. При этом установлено, что коэффициент фильтрации грунтов снижается за счет кольматирующего эффекта ОБР до 10^{-7} – 10^{-9} см/с, стремясь к нулю, т.е. грунт становится практически непроницаемым.

Комплекс природоохранных работ, проводимых на буровых предприятиях Кубаньгазпрома, позволит получить не только экологический, но и значительный (около 7 млрд. руб. — по ценам 1994 г.) экономический эффект.

16.4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОДОВ

В последние годы в связи с постоянно растущими объемами промышленного производства все более важное значение приобретает проблема охраны природы, сохранения и улучшения окружающей среды, рационального использования природных ресурсов при добыче газа и конденсата.

Многолетний опыт обустройства и разработки газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края показал, что наиболее сложной задачей по охране окружающей среды является предотвращение попадания неочищенных промышленных сточных вод в естественные водоемы.

Проектами обустройства почти всех месторождений для сброса основного объема промышленных неочищенных вод предусматривалось сооружение полей испарения при сборных резервуарных парках подготовки и хранения конденсата. Однако они не обеспечили на весь период разработки месторождений предотвращение попадания сточных вод в естественные водоемы.

Массовое обводнение скважин в процессе разработки месторождений привело к значительному увеличению количества сбрасываемых вод, переполнению в связи с этим испарительных бассейнов и попаданию неочищенных вод в открытые водоемы. Помимо этого, в ряде случаев наблюдалась фильтрация сточных вод в мелкозалегающие водоносные горизонты из-за размывания или некачественного строительства глиняных тампонов на днище и обволакивании испарительных бассейнов.

Только на одном Майкопском месторождении в соответствии с проектом обустройства были построены очистные сооружения для сточных вод, включающие комплексы механической и биологической очистки, опыт эксплуатации которых показал бесперспективность строительства подобных сооружений на газовых и газоконденсатных промыслах. Увеличение в процессе разработки месторождений количества извлекаемых пластовых вод привело к значительному изменению химического состава вод, подаваемых на очистные сооружения.

Увеличение в сточных водах хлоридов от 5 до 29 г/л не позволило развести в аэротенках активный ил, в связи с чем нельзя было провести биологическую очистку, а следовательно, и полную очистку вод от фенолов, нефтепродуктов и других загрязняющих компонентов.

С учетом изложенного было принято решение осуществить закачку сточных вод в поглощающие горизонты. Первые опытные закачки стоков подтвердили правильность принятого решения, поэтому в кратчайший срок был выполнен большой объем работ по проектированию, строительству и вводу в эксплуатацию сооружений для сбора и закачки в поглощающие горизонты неочищенных сточных вод. Для этого на месторождениях края было построено 10 насосных станций, подготовлены 24 нагнетательные сква-

жины, осуществлено строительство необходимых для сбора и закачки коммуникаций.

Для обеспечения закачки стоков в поглощающие горизонты были определены следующие основные решения:

для захоронения сточных вод использовались в основном продуктивные горизонты обводненной части залежей, а в ряде случаев с целью уменьшения давления нагнетания — вышележащие поглощающие горизонты, согласованные с территориальной геологической организацией;

для закачки сточных вод использовались разведочные и полностью обводненные эксплуатационные скважины;

насосные оборудовались в основном насосами 9МГР и реже 9Т;

кроме имеющихся нефтеловушек не предусматривались другие способы подготовки сточных вод к закачке;

для близкорасположенных двух-трех месторождений сооружалась одна насосная станция;

работы по увеличению приемистости нагнетательных скважин проводились в редких случаях.

Однако выполненный комплекс работ не полностью решил задачу предотвращения попадания сточных вод в водоемы, так как имелись дополнительные источники загрязнения водоемов и почвы — земляные амбары для аварийных выпусков жидкости из технологических аппаратов на установках подготовки газа и на пунктах улавливания жидкости из системы магистральных газопроводов.

Для устранения этих источников загрязнения проведены следующие работы. На всех установках подготовки газа сооружены узлы улавливания жидкости, обеспечивающие сбор жидкости при аварийных выпусках и подачу ее в промысловые конденсатопроводы. В технологические схемы установок подготовки газа внесены усовершенствования, позволяющие при вынужденных продувках скважин на факел улавливать жидкую фазу. На трассах магистральных газопроводов построено 114 пунктов сбора жидкости, обеспечивающих улавливание всей жидкости, удаляемой из магистральных газопроводов. С пунктов сбора жидкость вывозится автоцистернами, а пункты, где улавливается большое количество жидкости, обустроены стационарными насосными установками и трубопроводами для откачки жидкости в промысловые резервуары или конденсатопроводы.

Наряду с решением вопросов утилизации сточных вод и нефтепродуктов и предотвращения их попадания в естественные водоемы и на почву проведены работы по уменьшению их токсичности. Как известно, в добыче и транспорте газа широко используется высокотоксичный реагент — метанол, предназначенный для предотвращения гидратообразования в скважинах, газопромысловых коммуникациях и газопроводах. Связи с тем, что объемы использования метанола на промыслах Кубани достигают 2–3 тыс. т/год и что основная масса его остается растворенной в сточных водах, проведены исследования по возможности его замены менее токсичными реагентами. С этой целью А.И. Булатовым совместно с ИТР предприятия «Кубаньгазпром» изыскан и испытан в промышленном масштабе новый, менее токсичный, ингибитор гидратообразования, позволяющий полностью заменить метанол. Предложенный реагент относится к отходам основного производства Запорожского завода «Кремнийполимер» и представляет собой смесь синтетических растворителей.

Исследования, направленные на уменьшение отрицательного воздейст-

вия работ по освоению нефтегазовых месторождений на природную среду, указывают на необходимость осуществления мер по предотвращению загрязнения воздушного бассейна. Один из источников загрязнения атмосферы — выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания. Для условий Кубани снижение токсичности выхлопных газов имеет большое значение, так как в связи с разбросанностью месторождений по территории края и недостатком генерирующих мощностей электроэнергии основной объем буровых работ выполняется буровыми станками с дизельным приводом.

Химический анализ выхлопных газов показывает, что в них содержатся следующие виды и количества (в % по массе) токсичных веществ: оксиды азота 0,2; оксиды серы 0,1; сажа 0,05; углеводороды 0,3; формальдегид 0,08. Анализ существующих способов очистки выхлопных и других отходящих газов позволил сделать вывод, что в отработанном буровом растворе имеются все необходимые компоненты для его использования в качестве реагента для очистки выхлопных газов дизелей, установленных на буровых.

Для проведения исследований был использован отработанный буровой раствор следующего состава (% по массе).

Глинопорошок	27–30
Угщелочной реагент	1,5–4
Кальцинированная сода	0,25–0,5

Этот раствор характеризуется следующими параметрами.

Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	40
Водородный показатель pH	7,5–10

Результаты исследований приведены в табл. 16.6. Разработанный способ очистки выхлопных газов ДВС обеспечивает высокую степень очистки и является дешевым.

Выполненный на месторождениях края комплекс мероприятий по охране окружающей среды позволил реализовать правительственное задание по предотвращению загрязнения бассейнов Черного и Азовского морей. Опыт и технические решения осуществления этих мероприятий могут быть использованы при проектировании и обустройстве газовых и газоконденсатных месторождений других районов страны.

Таблица 16.6

Результаты исследований по очистке выхлопных газов глинистым раствором

Водородный показатель раствора	Исследования	Массовая доля токсических веществ в выхлопных газах, %				
		Оксиды азота	Оксиды серы	Сажа	Углеводороды	Формальдегид
7,5	До очистки	0,2	0,1	0,005	0,3	0,08
	После очистки	0,08	0,02	0,003	0,012	0,002
	Степень очистки	60,0	80,0	95,0	96,0	97,0
9,0	До очистки	0,2	0,1	0,05	0,3	0,08
	После очистки	0,076	0,015	0,002	0,012	—
	Степень очистки	62,0	85,0	96,0	96,0	100
10,0	До очистки	0,2	0,1	0,05	0,3	0,08
	После очистки	0,07	0,01	0,001	0,006	0,001
	Степень очистки	65,0	90,0	98,0	98,0	99,0
	Степень очистки известными способами	70–80	80–95	50–70	50–70	95–100

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аварии с обсадными колоннами при секционном способе крепления глубоких скважин/Н.А. Сидоров, В.А. Шишов и др. — М.: ВНИИОЭНГ, 1970.
2. Айвес Д. Бурение сверхглубокой, сверхгорячей скважины//Инженер-нефтяник. — 1974. — № 3. — С. 48—52.
3. Александров В.А. Техническая гидромеханика. — М.: Гостоптехиздат, 1946.
4. Александров В.П. Промышленное применение добавки для нейтрализации сероводорода в бурении//Выбор оптимальной технологии промывки скважин. — Краснодар: 1981. — С. 22—25.
5. Александров М.М., Воропаев Ю.А. О влиянии величины бокового зазора на условия спуска обсадных колонн//Технология бурения нефтяных и газовых скважин. — Уфа: 1974. — С. 113—117.
6. Александров М.М. Определение сил сопротивления при бурении скважин. — М.: Недра, 1965.
7. Альтмуль А.Д. Гидравлические сопротивления. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1982.
8. Амиян А.В. Освоение скважин с применением пенных систем. — М.: ВНИИОЭНГ, 1984.
9. Антонов П.А. Дальность и продолжительность диффузии газов в законтурные воды//Газовая промышленность. — 1963. — № 9.
10. А.с. 646034 СССР, МКИ E21 B 33/14. Устройство для обратного цементирования обсадных колонн/Э.В. Бабаян, А.И. Булатов, В.В. Ягоденко. — 1970, Бюл. № 5.
11. А.с. 1675551. Способ определения прочности горных пород в процессе проводки скважины/Гераськин В.Г. и др. — 1991, Бюл. № 33.
12. А.с. 541968 СССР, МКИ E 21 B 21/04. Способ удаления сероводорода из водных буровых растворов/М.Ж. Дюсуше и др. — 1977, Бюл. № 1.
13. А.с. 11500345 СССР, МКИ E 21 33/138. Полимерный тампонажный состав.
14. А.с. 825579 СССР, МКИ C 09 K 7/00. Способ обработки глинистых буровых растворов/Р.М. Хасаев и др. — 1981, Бюл. № 16.
15. А.с. 914611 СССР, МКИ C 09 K 7/00. Способ обработки бурового раствора для нейтрализации сероводорода/А.И. Булатов и др.
16. А.с. 592965 СССР, МКИ E 21 B 33/138. Тампонажный состав.
17. Афанасьев А.В., Зотов Г.А. Об устойчивости призабойной зоны//Тр. ин-та МИНХиГП. — 1976. — Вып. 116. — С. 96—102.
18. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. Установка цементных мостов в глубоких скважинах. — М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
19. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. — М.: Недра, 1987.
20. Банатов В.П., Красюк А.Д., Суворов В.С. Причины нарушения целостности обсадных колонн в высокотемпературных скважинах Ставрополя//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1966. — Вып. 12.
21. Бездробный О.И., Булатов А.И., Макаренко П.П. Обслуживание наземного цементовочного оборудования: Справочник. — М.: Недра, 1966.
22. Белов В.П. Классификация и экспериментальная оценка кольматирующих свойств промывочных жидкостей и реагентов, применяемых при бурении скважин//Совершенствование процессов бурения скважин и нефтеотдачи/Сб. науч. тр. КПиТ. — 1984. — С. 8—25.

23. Бержец Г.Н. О нагрузках на крюке при расхаживании обсадной колонны//Машины и нефтяное оборудование ЦНИИТЭНефтегаз. — 1965. — № 1. — С. 6–7.
24. Бернард Дж.Мейхони, Берриоз Дж.Р. Цементирование хвостовиков, спущенных через глубокозалегающие зоны высокого давления//Инженер-нефтяник. — 1973. — № 3. — С. 43–48.
25. Блохин И.Е. и др. Спуск обсадной колонны диаметром 324 мм на глубину 3795 м//РНТС. Сер. Бурение. — 1967. — № 4. — С. 18–21.
26. Бондарев В.И. и др. Переходный процесс в гидравлической системе скважины при посадке цементировочной пробки на стоп-кольцо//Нефтяное хоз-во. — 1970. — № 8.
27. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1983.
28. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. — М.: Недра, 1990.
29. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. — М.: Недра, 1976.
30. Булатов А.И. Цементирование глубоких скважин. — М.: Недра, 1964.
31. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4-х кн. — М.: Недра, 1993–1996.
32. Булатов А.И., Вигдовский А.А. Изменение давления и температуры в зацементированном заколонном пространстве. — М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
33. Булатов А.И., Вигдовский А.А., Татаринов А.В. Влияние цементной оболочки на передачу давления по затрубному пространству скважины//Технические средства, материалы и технология крепления скважин/Тр. ин-та ВНИИКРнефть. — 1986. — С. 13–16.
34. Булатов А.И., Вигдовский А.А., Татаринов А.В. Передача устьевого давления столбом твердеющего цементного раствора//Качественное крепление и управление свойствами тампонажного камня/Тр. ин-та ВНИИКРнефть. — 1985. — С. 3–11.
35. Булатов А.И., Гераськин В.Г., Мандель А.А. Определение прочностных свойств горной породы в процессе бурения наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием на Куцевском ПХГ П. "Кубаньгазпром"/Сб. науч. тр. Гипотезы, поиск, прогнозы/Северо-Кавказское отд-ние Рос. инж. акад. — 1996. — Вып. 3. — С. 31–37.
36. Булатов А.И., Гольдштейн В.В. Отверждаемые глинистые растворы//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин/ВНИИОЭНГ. — 1990.
37. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. — М.: Недра, 1987.
38. Булатов А.И., Дейкин В.В., Макаренко П.П. Требования к физико-механическим характеристикам тампонажного камня в горизонтальных скважинах//Сб. науч. тр. Гипотезы, поиск, прогнозы/Северо-Кавказское отд-ние Рос. инж. акад. — 1996. — Вып. 3. — С. 147–176.
39. Булатов А.И., Доманов Г.П. и др. О возможности дополнительных осевых напряжений в колоннах обсадных труб в период цементирования//Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений/Тр. КФВНИИнефти. — М.: Недра. — 1966. — Вып. 15.
40. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А. Проектирование конструкций скважин. — М.: Недра, 1979.
41. Булатов А.И., Доманов Г.П. Повышение качества цементирования скважин. — Краснодар: Краснодар. кн. изд-во, 1968.
42. Булатов А.И., Крезуб А.П. Заканчивание скважин в условиях сероводорода//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1986. — Вып. 16 (116).
43. Булатов А.И., Куксов А.К., Бабаян Э.В. Предупреждение и ликвидация нефтегазопроявлений при бурении//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1987. — Вып. 3 (122).
44. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. — М.: Недра, 1997.
45. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
46. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рахимов А.К. Технологические резервы повышения скоростей бурения скважин. — Ташкент: Фан, 1985.
47. Булатов А.И., Рябченко В.И., Сибирко И.А., Сигоров Н.А. Газопроявления в скважинах и борьба с ними. — М.: Недра, 1969.
48. Булатов А.И., Сигоров Н.А. Осложнения при креплении глубоких скважин. — М.: Недра, 1966.
49. Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Исследование свойств и совершенствование технологии применения вязкоупругих буферных жидкостей//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1983.
50. Булатов А.И., Ягоденко В.В., Бабаян Э.В. Обратное цементирование скважин//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1987. — Вып. 4 (123).
51. Бурение горизонтальных скважин уникального профиля со специальными компоновками//World Oil. — 1991. — III. — Vol. 213. — N 3. — P. 55, 56, 58, 60, 61.

52. Бурение второго бокового ствола в горизонтальной скважине//Oil and Gas J. — 1991. — III. — Vol. 89. — N 11. — P. 111–114.
53. Буровые растворы на Аляске/Н.Н. Кохманская, Л. Флорес, Я.С. Вильсковский и др. — М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
54. Бутко О.Г., Скуин Б.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации нефтяных скважин//М.: ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело/ВНИИОЭНГ. — 1987. — Вып. 13.
55. Буферные жидкости в цементировании скважин/В.П. Детков, В.В. Затлукал, Н.Г. Коваленко, Л.В. Макаров. — Казань: Татарское книжное изд-во, 1975.
56. Буферные жидкости, используемые при цементировании скважин/А.И. Булатов, Р.Ф. Уханов и др.//Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. — 1987.
57. Валовская Л.И., Губарев Л.Ф., Иванов И.Н. Исследование коррозионной стойкости плазменных покрытий из сплава ПГ-СР-2 в нефтепромысловых средах. — М.: ВНИИОЭНГ, 1982.
58. Влияние геолого-технических факторов на качество цементирования скважин/А.И. Булатов, В.Х.М. Дулаев, Е.П. Ильясов и др.//РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. — 1982. — Вып. 21 (39).
59. Влияние растворимости минералов на закупорку низкопроницаемых глинистых песчаников/В.В. Казанский, О.А. Брагина, В.П. Низовцев, Е.Н. Ефимова//Нефтяное хоз-во. — 1992. — № 2. — С. 3–6.
60. Влияние ингибитора сульфосурида на скорость коррозии стали Ст3 в системе жидкие углеводороды — электролиты/И.А. Мамедов, С.Ю. Пашаев и др.//РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. — 1981. — Вып. 6.
61. Водонаполненные полимерные тампонажные материалы/Б.И. Воздвиженский, В.А. Евещкий, В.В. Гольдштейн и др.//Обзор. информ. ВИЭМС. Сер. Техника и технология геолого-разведочных работ. — 1985.
62. Вольф В.Г. Статистическая обработка опытных данных. — М.: Колос, 1966.
63. Временная инструкция по применению новой жидкости из сульфит-спиртовой барды, газоконденсата и резиновой крошки для глушения газовых и газоконденсатных скважин, находящихся в длительной стадии разработки. — Ставрополь: СевКавНИИгаз, 1972.
64. Временная инструкция по гидropескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта. — М.: ВНИИ, 1967.
65. Временная инструкция по освоению скважин пенами с использованием эжекторов на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-2-1044–84.
66. Временная методика по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин. РД 39-2-865–83. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983.
67. Временная методика расчета составных крепей нефтяных и газовых скважин. — М.: ВНИИБТ, 1973.
68. Временное руководство по промывке скважин перед спуском обсадных колонн и перед цементированием/Р.Ф. Уханов, А.И. Булатов, Э.В. Бабаян. — Краснодар. — 1975.
69. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. — М.: Гостоптехиздат, 1960.
70. Высокопрочные обсадные и насосно-компрессорные трубы для использования в условиях интенсивной коррозии//Экспресс-информ. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1981. — Вып. 3. — С. 10–15.
71. Выбор жидкостей для испытания и капитального ремонта скважин//Разработка и информация газовых и морских нефтяных месторождений в зарубежных странах. — М.: ВНИИОЭНГ, 1985. — Вып. 3. — С. 10–21.
72. Выжигин Г.Б., Кривоногов А.М., Жаринов П.Г. Необратимость снижения проницаемости пород при воздействии бентонитового бурового раствора//НТИС. Нефтепромысловая геология, геофизика и бурение/ ВНИИОЭНГ. — 1984. — № 9. — С. 19–21.
73. Влияние естественных карбонатных и аргиллитовых промывочных растворов на качество вскрытия продуктивных горизонтов//Новости нефтяной и газовой техники/ИТЭИнефтегаз. — 1962. — № 10. — С. 25–28.
74. Гаврилкевич К.В. Образование трещин фильтрующимися жидкостями//Тр. ин-та ГрозНИИ. — 1959. — Вып. 5. — С. 18–23.
75. Гайворонский А.А. Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1969.
76. Гайворонский А.А., Цыбин А.А. Крепление скважин и разобщение пластов. — М.: Недра, 1981.
77. Гайворонский И.Н., Ахмадеев Р.Г., Мордвинов А.А. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации. — Пермь: Пермский университет, 1985.

78. Гапонов В.С., Дризо Е.А. Применение системы биотестов при оценке токсичности пластовой воды, буровых растворов и их компонентов//Рациональные основы ведения осетрового хозяйства. — Волгоград, 1984. — С. 56–57.
79. Геллер Е.М. Об условиях поступления нефти и газа в глинистый раствор бурящейся скважины//Геохимические методы поисков нефти газа/Тр. ВНИИГР. — М.: Гостоптехиздат, 1954.
80. Геолого-экономические предпосылки и особенности создания Кушчевского ПХГ с использованием горизонтальных скважин П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
81. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
82. Гладких В.Т. Повышение защитных свойств полимерного композиционного покрытия путем его модификации ингибитором сероводородной коррозии. Автореф. дис. канд. техн. наук. — М., 1982.
83. Голов А.В., Волков С.Н. Состояние строительства и эксплуатации ГС в России//Нефтяное хоз-во. — 1995. — № 7. — С. 23–25.
84. Голубев Д.А. Исследование гидродинамического давления, возникающего при движении колонн//Нефтяное хоз-во. — 1972. — № 4. — С. 45–48.
85. Голянд М.М. Расчеты и испытания тепловой изоляции. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
86. Горский А.Т., Швецов В.Д. О температурном режиме при цементировании скважин в многолетнемерзлых породах//Нефть и газ Тюмени. — 1969. — № 2. — С. 20–25.
87. Гравийные набивки в горизонтальных и наклонных скважинах//World Oil. — 1992. — III. — Vol. 213. — N 3.
88. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Г. Проектирование компоновок буровой колонны. — М.: Недра, 1990.
89. Грязнов Г.С. Особенности бурения глубоких скважин в многолетнемерзлых породах//Газовая промышленность. — 1965. — № 8. — С. 7–11.
90. Грязнов Г.С. К вопросу о смятии обсадных колонн в толще многолетнемерзлых пород//Природный газ Сибири/Тр. ВНИИГаза. — Свердловск: 1971. — Вып. 2. — С. 130–136.
91. Грязнов Г.С. Новое в конструировании скважин на уникальных газовых месторождениях Тюменского Севера//Нефть и газ Тюмени. — 1969. — № 1. — С. 36–40.
92. Грязнов Г.С. Особенности глубокого бурения скважин в районах вечной мерзлоты. — М.: Недра, 1969.
93. Гусейнов А.Г., Гаджиев М.С. Опыт спуска в скважины обсадных колонн с малыми зазорами на площадях объединения Грознефть//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1969. — Вып. 2. — С. 3–4.
94. Дарлей Х.К. Применение меловой эмульсии при заканчивании и ремонте скважин//Инженер-нефтяник. — 1972. — № 7.
95. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. — М.: Недра, 1972.
96. Длин А.И. Математическая статистика в технике. М.: Советская наука, 1958.
97. Долгов С.В., Бекетов С.Б. Проблемы эксплуатации и ремонта горизонтальных скважин на ПХГ и месторождениях. П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара. Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
98. Дорофеев А.Г., Королев Д.И., Оруджева Г.С. Композиционные покрытия для защиты сооружений и оборудования нефтегазовой промышленности//Обзор. информ. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности/ВНИИОЭНГ. — 1983.
99. Евгеньев А.Е., Турикер Р.Н. О реологических свойствах пены в пористой среде//Изв. вузов. Нефть и газ. — 1967. — № 12. — С. 78–80.
100. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. — М.: 1983.
101. Еременко Т.Е. Временная методика расчета обсадных колонн нефтяных и газовых скважин. — Киев: УкрНИИПНД, 1969.
102. Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1965.
103. Еременко Т.Е. и др. Опыт спуска 377-мм обсадной колонны на глубину 2490 м в скв. 500 Мляка//Нефтяная и газовая промышленность. — 1972. — № 6. — С. 23–25.
104. Еременко Т.Е. Исследование и расчет обсадных труб. — Киев: Госиздат технической литературы УССР, 1962.
105. Еременко Т.Е., Мочерных Д.Ю., Гелетий Н.Г. Влияние реологических свойств и режимов потока на процесс замещения жидкостей при цементировании скважин//Труды ин-та УкрНИИПроект. — 1962. — Вып. 9.
106. Еремин Г.А., Булатов А.И. Повышение качества установки цементных мостов//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1980.

107. Еремин Г.А., Макаренко П.П., Марченко Р.Н. Центрирование обсадных колонн в скважинах//Газовая промышленность. — 1995. — Вып. 9. — С. 12–13.
108. Желтков Ю.И. Деформация горных пород. — М., 1966.
109. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта//С.А. Рябоконь, А.А. Вольтерс, А.Б. Сурков, В.Н. Глущенко. — М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
110. Зайнуллин А.И., Федюнев В.И. Критерии и сравнительная оценка основных технико-технологических показателей вертикальной, наклонной и горизонтальной добывающих скважин в нефтяном пласте водонапорного режима//РНТС. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море/ВНИИОЭНГ. — 1994. — Вып. 6–7. — С. 3–7.
111. Заканчивание скважин за рубежом//Газовая промышленность. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин/ВНИИЭОПТЭИГП. — 1982. — Вып. 3.
112. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. — М.: Недра, 1986.
113. Измайлов Л.Б. Исследование и расчет зацементированной части обсадных колонн. — М.: Недра, 1966.
114. Измайлов Л.Б. Методика расчета обсадных колонн на сопротивляемость смятию//Рациональные конструкции глубоких разведочных скважин и оборудование их устья при бурении на газ. — М., 1969. — С. 52–61.
115. Измайлов Л.Б. Наружное давление на обсадные трубы в зоне цементного кольца//Новости нефтяной техники. Сер. Нефтепромысловое дело. — 1961. — № 7. — С. 21–23.
116. Измайлов Л.Б. Новая методика расчета внешнего давления на обсадные колонны//Буровые растворы и крепление скважин. — Краснодар: Краснодарское книжное изд-во, 1971, с. 208–213.
117. Измайлов Л.Б. О природе смятия обсадных колонн//Некоторые вопросы крепления нефтяных и газовых скважин. — М.: 1962. — С. 41–51.
118. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород (< 6 %). — М. — 1977.
119. Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода (> 6 %) и других вредных и агрессивных веществ. — М. — 1982.
120. Инструкция по безопасному вызову притока из нефтяных скважин закачкой воздуха. — Бугульма. — 1973.
121. Инструкция по бурению наклонно направленных скважин. РД 39-2-810–83. — М.: ВНИИБТ.
122. Инструкция по глушению и освоению скважин с применением предварительного блокирования пласта концентрированными меловыми суспензиями (пастами). — Орджоникидзе: СевКавНИИГаз, 1974.
123. Инструкция по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования при помощи ингибиторов типов И-А, И-Д, РД 39-3-221–70. — Куйбышев. — 1982.
124. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1975.
125. Инструкция по обработке скважин с применением гидрогенераторов давления Г.Г.Д.-89-350. РД-39-1-1040–84.
126. Инструкция по освоению скважин с использованием передвижных газификационных установок типа АГУ-8К. РД 39-2-1219–84.
127. Инструкция по освоению скважин с применением пен. РД 39-1-107–79.
128. Инструкция по освоению скважин с использованием струйных насосов. РД 39-2-1306–85.
129. Инструкция по применению центраторов для обсадных колонн. — М.: ВНИИБТ, 1971.
130. Инструкция по применению бескорпусных генераторов давления ПГД. БК. — М.: Ра-менское отд-ние ВНИИГеофизики, 1981.
131. Инструкция по расстановке центраторов на обсадных колоннах, спускаемых в вертикальные скважины. РД 51-125–87. — Ставрополь: СевКавНИИГаз, 1987.
132. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. — Куйбышев. — 1976.
133. Инструкция по технологии глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны продуктивного пласта. РД 39-1-924–83. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1983.
134. Инструкция по технологии освоения скважин с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К. РД 39-2-1219–84.
135. Инструкция по технологии вызова притока из пласта пенами с использованием экспертов. РД 39-2-1305–85.

136. Инструкция по эксплуатации комплексов управляемых клапанов-отсекателей для нефтяных и газовых скважин КУСА-89-350 и КУСА-89-350-Э. — Баку. — 1979.
137. Инструкция по эксплуатации разъемно-разборных центраторов типа ЦЦ-1 для обсадных колонн. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1975.
138. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов/В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.М. Тимонин. — М.: Недра, 1975. — 270 с.
139. Использование метода LWD при горизонтальном бурении выше водонефтяного контакта//World Oil. — 1992. — III. — Vol. 213. — N 3. — P. 41–44.
140. Использование обратных эмульсий в добыче нефти/Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко, Б.А. Лерман//Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромышленное дело. — М., 1986. — Вып. 6.
141. Исследование эффективности действия комплексонов на буровые растворы/В.М. Лимановский, Н.А. Масюкова, С.А. Гарьян и др.//Нефтяное хоз-во. — 1985. — № 12. — С. 17–19.
142. Исследования по заканчиванию скважин в Мексике//Экспресс-информ. Сер. Нефтедобывающая промышленность/ВНИИТИ. — 1977. — Вып. 20.
143. Исследование скважин в период ОЗЦ в целях повышения информативности контроля цементирования/А.И. Булатов, Д.А. Крылов, Я.И. Леонтович и др.//РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. — 1982. — № 9 (27). — С. 36.
144. Ионесян Ю.Р., Мительман Б.И. О выборе конструкции скважин//Нефтяное хоз-во. — 1970. — № 8. — С. 1–3.
145. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. — М.: Недра, 1990.
146. Кан С., Мареген С. Применение пены при бурении и добыче нефти: Пер. с англ. — М.: ВНИИОЭНГ, 1971.
147. Карманов И.А., Булатов А.И. Оценка реологических свойств цементных растворов//Нефтяное хоз-во. — 1964. — № 1.
148. Карней Л. Рекомендации по выбору жидкостей для заканчивания скважин//Инженер-нефтяник. — 1977. — № 4.
149. К вопросу о причинах недоводки обсадных колонн до проектных глубин/Р.А. Сашедов, Ш.А. Мошорин, А.С. Тарутин и др.//АНХ. — 1976. — № 5. — С. 21–24.
150. Келли С.У. Использование насосно-компрессорных труб в качестве обсадных//Инженер-нефтяник. — 1974. — № 4. — С. 34–37.
151. Керимов З.Г., Ягубов Н.И. Влияние температуры на высоту цементного стакана//Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. — 1965. — № 11. — С. 56–60.
152. Кесельман Г.С., Епифанов А.А., Никитенко Е.А. Борьба с коррозией сооружений и оборудования нефтяной промышленности (состояние проблемы в странах СЭВ). — М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
153. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. — М.: Недра, 1971.
154. Колесников Н.А. Влияние дифференциального и угнетающего давления на разрушение горных пород//Обзор. информ. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1986. — Вып. 5 (105).
155. Контроль траектории горизонтальных скважин//Oil and Gas J. — 1992. — Vol. 90. — N 27. — P. 88–90.
156. Копаев В.Н., Измайлов Л.Б., Быков Л.И. Влияние интенсивности искривления скважин на скорость износа промежуточной колонны//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1974. — № 6. — С. 24–27.
157. Колотов А.В., Кошелев А.Т. Нарушение целостности эксплуатационных колонн в группах скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири//Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1990.
158. Коррозионно-стойкие материалы для нефтегазодобывающей промышленности//Экспресс-информ. Сер. Коррозия и защита металлов/ВНИИОЭНГ. — 1981. — Вып. 31. — С. 24–29.
159. Кошляк В.А., Шарафутдинов Б.А. Оценка качества вскрытия продуктивных пластов с низкими пластовыми давлениями//Нефтяное хоз-во. — 1987. — № 8. — С. 14–18.
160. Кравцов Н.А., Макаренко П.П., Черненко А.М. Сравнительная оценка работы горизонтальной и вертикальной скважин в заданной области дренирования. П. "Кубань-газпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
161. Кравцов Н.А., Порфирьев С.К. К вопросу о неустановившейся фильтрации жидкости в среде с эллиптическими границами//Тр. ин-та/СевКавНИИГаз. — 1972. — Вып. 5.
162. Кравченко И.В. Расширяющиеся цементы. — М.: Госстройиздат, 1962.
163. Красюк А.Д. О действующих нагрузках на обсадные колонны, возникающих вследствие температурных напряжений и давлений//Нефтяное хоз-во. — 1965. — Вып. 8.

164. Краузе К. Увеличение извлекаемых запасов нефти за счет горизонтального бурения//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1989. — № 10.
165. Крезуб А.П. О возможности нейтрализации сероводорода сидеритом при бурении скважин//Техника и технология промывки и крепления скважин. — Краснодар. — 1982. — С. 44–49.
166. Крезуб А.П., Кайнаш В.В. Определение количества добавки для нейтрализации сероводорода в буровом растворе//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1981. — Вып. 12. — С. 7–9.
167. Крезуб А.И., Рабинович Н.Р. Выбор технологии вскрытия продуктивных пластов//Нефтяное хоз-во. — 1987. — № 8. — С. 12–14.
168. Кристиан М. Подземная гидравлика. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
169. Кристиан М., Сокол С., Константинову А. Увеличение продуктивности и проницаемости скважин. — М.: Недра, 1985.
170. Круглицкий Н.Н. Физико-химические основы регулирования свойств дисперсий глинистых минералов. Киев: Наукова думка, 1968.
171. Кузьмин Ю.И., Войтенко В.С., Братишко Ю.А. Влияние буровых растворов и их ингредиентов на окружающую среду в условиях Крайнего Севера//Нефтяное хоз-во. — 1983. — № 12. — С. 53–55.
172. Куксов А.К., Бабаян Э.В., Шевцов В.Д. Предупреждение и ликвидация газонефтепроводопроявлений при бурении. — М.: Недра, 1992.
173. Крылов Д.А., Таламанов Е.Н. Влияние геологических факторов на качество цементирования нефтяных скважин//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1980. — Вып. 5.
174. Кязимов А.М., Сулганов С.А., Кумеева С.Г. Исследование коррозии и защиты ингибиторами алюминиевого сплава в водно-щелочной глинистой суспензии, содержащей сероводород//РНТС. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности/ВНИИОЭНГ. — 1982.
175. Лобуновский Г.А., Селоващук А.П., Ищенко И.М. Снятие обсадных колонн при разрушении обратного клапана//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1972. — Вып. 10. — С. 27–30.
176. Летунский Г.А., Барабанов В.А. Пути повышения технико-экономических показателей бурения на газоконденсатных месторождениях ДДВ//Тр. ин-та/УрНИИ природных газов. — 1974. — Вып. 7 (12). — С. 95–101.
177. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэродинамика в бурении. — Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1987.
178. Ликвидация поглощений при бурении скважин КССК-76 в Восточном Донбассе/В.А. Евецкий, И.М. Давыдов, В.В. Гольдштейн и др. — М.: ВИЭМС. — Вып. 18. — С. 15–19.
179. Лобжанидзе Г.И. и др. Влияние местных гидравлических потерь в кольцевом пространстве вследствие наличия бурильных замков//Азербайджанское нефтяное хоз-во. — 1965. — № 1.
180. Лопатин В.А. и др. Влияние гидравлического давления на устойчивость глинистых пород при бурении скважин//Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. — 1964. — № 6. — С. 27–72.
181. Лубинский А. Максимально допустимое приращение кривизны при перегибах ствола скважины в роторном бурении. — М.: ГОСИНТИ, 1962.
182. Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. — М.: Недра, 1996.
183. Макаренко П.П., Булатов А.И., Будников В.Ф. Сравнительный анализ дебитов горизонтальной скважины и прямолинейной батареи вертикальных скважин//Сб. науч. тр. Гипотезы, поиск, прогнозы/Северо-Кавказское отделение Рос. инж. акад. — 1996. — Вып. 3. — С. 24–31.
184. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
185. Малеванский В.Д. Выбор длины промежуточных колонн на месторождениях с большим этажом газоносности//Нефтяная и газовая промышленность. — 1963. — № 1. — С. 31–32.
186. Мамедов И.А., Зайналов С.Д., Галибов М.М. Комбинированные ингибиторы для защиты стального оборудования нефтяных и газоконденсатных сероводородных скважин от коррозии//РНТС. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности/ВНИИОЭНГ. — 1982. — Вып. 12. — С. 11–13.
187. Марамзин А.В. Бурение скважин в многолетней мерзлоте. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
188. Марченко Р.Н., Фельдман И.М. Проходимость колонн обсадных труб по стволу скважины//Тр. ин-та КраснодарНИПИнефть. — 1973. — Вып. 7. — С. 120–125.
189. Мелешкин М.Т., Степанов В.Н. Промышленные отходы и окружающая среда. — Киев: Наукова думка, 1980.

190. Метод нанесения покрытия из никелевого сплава 625 на оборудование глубоких нефтяных и газовых скважин//Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое строительство, коррозия и защита окружающей среды/ВНИИОЭНГ. — 1985. — Вып. 10.
191. Методика глушения скважин при газонефтеводопроявлениях. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1979.
192. Методика обоснования выбора конструкции забоев нефтяных добывающих скважин. РД 39-2-771—82. — Краснодар: ВНИИКРнефть, 1982.
193. Методика подбора оптимального типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки. РД 39-1-289—79.
194. Методика подбора центробежных электронасосов к нефтяным скважинам. — М. — 1971.
195. Методическая инструкция по вскрытию нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами в разведочных скважинах. — М.: ВНИПИВзрывгеофизика, 1983.
196. Методическое руководство по выбору типа бурового раствора. РД 39-2-772—82. — Краснодар. — 1982.
197. Методическое руководство для первичного освоения эксплуатационных скважин после окончания бурения в различных геолого-технических условиях. РД 39-0147009-513—85/А.И. Булатов, Е.П. Ильясов, Н.П. Григорьян и др. — Краснодар, 1985.
198. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах. РД 39-1-442—80.
199. Механика насыщенных пористых сред/В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Н. Горбунов и др. — М.: Недра, 1970.
200. Минаев Б.П., Сидоров Н.А. Практическое руководство по испытанию скважин. — М.: Недра, 1981.
201. Миндгок А.К. Ингибиторная защита металлов от коррозии//Физико-химическая механика материалов. — 1985. — № 1. — С. 84—89.
202. Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
203. Мовсумов А.А. Гидродинамические причины осложнений при проводке нефтяных и газовых скважин. — Баку: Азернешр, 1965.
204. Мовсумов А.А. Крепление глубоких скважин хвостовиками. — М.: Недра, 1964.
205. Мовсумов А.А., Гасанов Г.Т., Садыгов Б.О. Гидравлический удар при цементировке скважин//Азербайджанское нефтяное хоз-во. — 1964. — № 12.
206. Мосин В.А. и др. О влиянии состава бурового раствора на скорость реакции нейтрализации сероводорода реагентами на основе магнетита//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1983. — Вып. 8. — С. 7—9.
207. Мурагов И.Р., Гасанов Г.Т., Шерстнев Н.М. Влияние количества прокачиваемой жидкости на силу трения между глинистой коркой и металлической поверхностью и на время существования вязкопластического слоя//Азербайджанское нефтяное хоз-во. — 1966. — № 11.
208. Мусин М.Х., Ювченко Н.В. Трехрядная система размещения горизонтальных скважин//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море/ВНИИОЭНГ. — 1995. — Вып. 4—5. — С. 34—37.
209. Наниевский Е.М. Об определении оптимального диаметра газовых скважин//Нефть и газ Тюмени. — 1969. — № 2. — С. 51—53.
210. Некоторые особенности бурения и выбора конструкций скважин в районах вечной мерзлоты/В.В. Баулин, В.И. Белов и др.//Вопросы геологии, бурения и добычи в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири//Тр. ГипроТюменьнефтегаза. — 1969. — Вып. 18. — С. 70—90.
211. Некоторые особенности проектирования скважин с горизонтальным окончанием ствола для Кушчевского ПХГ/Г.А. Еремин, П.П. Макаренко, Р.Н. Марченко, В.Ф. Шипица. П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
212. Номикосов Ю.П. О влиянии толщины глинистой корки на цементировку скважин//Тр. Академии нефтяной промышленности. — М.: Гостоптехиздат, 1955. — Вып. 2.
213. Нор А.М., Панов Т.Д. Вскрытие нефтяного пласта с промывкой азрированной жидкостью, обработанной ПАВ//Новости нефтяной и газовой техники/ИТЭИнефтегаз. — 1962. — № 9. — С. 15—18.
214. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов/В.Р. Радковский, Д.В. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин. — М.: Недра, 1996.
215. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. — М.: Недра, 1964.
216. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов. — Киев: Изд-во АН УССР, 1961.

217. О комплексной оценке крепи нефтяных и газовых скважин/А.Г. Аветисов, А.А. Арутюнов, А.И. Булатов и др.//Стандарты и качество. — 1986. — № 3. — С. 55–57.
218. О поглощении сероводорода известково-битумным буровым раствором/В.А. Мосин и др.//РНТС. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. — 1983. — Вып. 5. — С. 10–12.
219. Опыт применения крестообразных стабилизаторов при бурении глубоких скважин на площадях Ставрополя/С.И. Антаманов, Е.А. Лебедев и др.//РНТС. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. — 1975. — № 1. — С. 5–7.
220. Опыт строительства горизонтальных скважин на Куцевском ПХГ/В.Ф. Будников, Г.А. Еремин, В.М. Стрельцов, А.И. Сырыцин и др. П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
221. Опыт строительства первой горизонтальной скважины на Кубани/И.М. Фельдман, С.В. Логвиненко, И.И. Бекух, В.Ф. Будников и др.//Экспресс-информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 1993. — Вып. 6. — С. 1–5.
222. Освоение и исследование разведочных скважин. — М.: Недра, 1976.
223. Осевые нагрузки, действующие на обсадные колонны в процессе промывки и цементирования скважин/А.И. Булатов, П.И. Колесников, О.А. Лебедев, Н.А. Сидоров. — М.: ВНИИОЭНГ, 1971.
224. Осипов В.В., Кольцов О.П., Кошелев Н.Н. Значение выбора КНБК для повышения качества крепления скважин//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1974. — Вып. 10. — С. 46–50.
225. Пакеры и специнструмент для разобщения пластов при креплении скважин/Ю.З. Цырин, В.И. Ванифатьев, Л.Х. Фарукшин и др. — М.: ВНИИОЭНГ, 1990.
226. Петров Н.А., Евсипенко А.И., Ветланд М.Л. Глушение скважин водными растворами с добавкой ИВВ-1//Нефтепромысловое дело/ВНИИОЭНГ. — 1993. — № 2.
227. Пирвердян А.И. Нефтяная подземная гидравлика. — Баку: Азнефтеиздат, 1956.
228. Победоносцева Н.Н., Асон-Нури К.А. Заканчивание скважин за рубежом//Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин/ВНИИОЭПИ. — 1982. — Вып. 3. — С. 51.
229. Повышение значимости горизонтального бурения//Oil and Gas J. — 1990. — IX. — Vol. 88. — N 39. — P. 14–20.
230. Положение о порядке выполнения работ УБР и НГДУ на заключительном этапе строительства эксплуатационных скважин. РД 39-2-352–80.
231. Поляков Г.Г. К вопросу о влиянии промывки на температуру в бурящейся скважине//Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. — 1965. — № 9.
232. Поляков В.Н., Богданов Н.Х., Муратов М.У. Зависимость гидравлической характеристики скважины от ее конструкции//Тр. ин-та УфНИИ. — 1965. — Вып. 16. — С. 18–27.
233. Постановка задачи выбора оптимальной длины горизонтального участка скважины/В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Г.Т. Вартумян и др.//Сб. науч. тр. СКОИА. Гипотезы, поиск, прогнозы. — 1996. — Вып. 3. — С. 177–183.
234. Практический метод предотвращения смятия обсадной колонны в процессе спуска/С.М. Куликов, Н.Н. Мамедов, А.Г. Мдивани и др.//РНТС. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. — 1965. — Вып. 7. — С. 11–12.
235. Применение пакеров, оптимальных для горизонтальных скважин//Petroleum Engineering Int. — 1991. — XI. — Vol. 63. — N 11.
236. Проведение геофизических исследований в горизонтальных добывающих скважинах//Oil and Gas J. — 1992. — II. — Vol. 90 — N 24. — P. 33–38.
237. Промывка при бурении, креплении и цементировании скважин/В.Г. Беликов, А.И. Булатов, Р.Ф. Уханов, В.И. Бондарев. — М.: Недра, 1974.
238. Проселков Ю.М., Петерсон А.Я. Оценка качества крепления скважин. — М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
239. Процессы разрушения горных пород и резервы повышения скоростей бурения/Н.А. Колесников, А.К. Рахимов, А.А. Брыков, А.И. Булатов. — Ташкент: Фан, 1990.
240. Прямов П.А., Зарилова В.В. Определение дефектов в цементном кольце по данным акустического и гамма-гамма-каротажа//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — М., 1979. — Вып. 11.
241. Прямов П.А., Кучернюк В.Д. Изучение процессов формирования цементного кольца геофизическими методами/РНТС. Сер. Нефтепромысловая геофизика/ВНИИнефтепромгеофизика. — 1977. — Вып. 7.
242. Пустовойтенко И.П., Сельвацук А.П. Предупреждение изгиба и проседания хвостовиков//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1964. — Вып. 3. — С. 8–12.
243. Пути повышения эффективности исследований горизонтальных скважин в процессе строительства и эксплуатации. П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.

244. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. — М.: Недра, 1989.
245. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. — М.: Недра, 1989.
246. Разработка составов технологической жидкости типа СНПХ-3100 для глушения скважин в различных геологопромысловых и климатических условиях/И.Х. Зиятдинов, Т.Г. Валеева, Ю.А. Вердеревский и др.//Нефтепромысловое дело. — 1995. — № 2—3.
247. Рахматуллин Р.К., Касьянов Н.М. Влияние полимерных растворов на качество вскрытия гранулярных коллекторов//Вопросы совершенствования техники и технологии бурения скважин на нефть и газ: Сб. науч. тр. ВНИИБТ. — 1984. — Вып. 59. — С. 149—154.
248. Результаты исследований наружных давлений, действующих на обсадные колонны/В.А. Шахназаров, В.П. Игонин, И.И. Андриянов, Е.А. Плотникова//Нефтяное хоз-во. — 1985. — № 3. — С. 18—22.
249. Результаты экспериментального горизонтального бурения в акватории Южно-Китайского моря//Petroleum Engineering Int. — 1990. — XI. — Vol. 61. — N 11. — P. 24—26, 30, 32.
250. Рихтер Г. Гидравлика трубопроводов. — ОНТИ НКТП СССР, 1936.
251. Росс У.М. Подъем цементного раствора на низких скоростях//Инженер-нефтяник. — 1965. — № 12.
252. Рукавицын В.Н. Геолого-геофизическое обеспечение проводки горизонтальных и многозабойных скважин. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
253. Руководство по прогнозированию и предупреждению осыпей и обвалов в процессе бурения, связанных с АВПД. ВНИИКРНефть, РД 39-2-235—79. — Краснодар. — 1979.
254. Руководство по освоению скважин различными методами. — Бугульма. — 1981.
255. Рустамбеков А.Ф. Изменение нагрузок на обсадные трубы в процессе заливки и ОЗЦ в глубоких скважинах с повышенной температурой забоя//Азербайджанское нефтяное хоз-во. — 1964. — № 12.
256. Саакян Л.С., Соболева И.А., Тихомиров А.Д. Металлические покрытия для защиты от коррозии промышленного оборудования в условиях наводороживания. — М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
257. Саркисов Г.М. Расчеты обсадных труб и колонн. — М.: Гостоптехиздат, 1961. — 243 с.
258. Сегов А.И. Методы теории размерностей и теории подобия в механике. — М.: Гостехиздат, 1944.
259. Сегенко И.А., Сигоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. — М.: Недра, 1988. — 263 с.
260. Серняков А.С. Естественные электрохимические процессы при бурении и креплении скважин//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1980. — Вып. 11. — С. 33—37.
261. Сеид-Рза М.К. Некоторые вопросы бурения глубоких скважин в осложненных условиях на площадях Азербайджана//Нефтяное хоз-во. — 1972. — № 10. — С. 6—10.
262. Сеид-Рза М.К. Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. — Баку: Азернешр, 1963.
263. Сигоров Н.А., Бондарев В.И., Лебедев О.А. О гидравлическом ударе в процессе спуска обсадных колонн//Нефтяное хоз-во. — 1968. — № 11. — С. 15—19.
264. Сигоров Н.А., Назиров С.А., Назиров А.А. Определение допустимой глубины спуска колонны труб без промывки//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1970. — Вып. 8. — С. 11—14.
265. Сигоровский В.А. Опробование разведочных скважин. — М.: Недра, 1968.
266. Смит Р.Е., Клегг У. Анализ и проектирование эксплуатационных скважин при большой мощности толщи вечной мерзлоты. — М.: ВНИИОЭНГ, 1971.
267. Снижение колюматизирующих свойств растворов для перфорации скважин/А.В. Бачерников, В.И. Токунов, И.Б. Хейфец и др.//Сб. науч. тр. УкргипроНИИнефть. — 1986. — С. 62—68.
268. Солнцева Н.П., Пиковский Ю.И. Об особенностях загрязнения почв при нефтедобыче. Миграция загрязняющих веществ в почвах и сопредельных средах. — Л.: Гидрометеиздат, 1980. — 252 с.
269. Соловьев Е.М., Леонидова А.И. и др. Нитролигнин — понизитель вязкости и водоотдачи цементных растворов//Изв. вузов. Сер. нефть и газ. — 1965. — № 3.
270. Современное состояние методов интенсификации добычи газа. — М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
271. Совершенствование крепления наклонно-горизонтальных скважин Куцевского ПХГ. П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
272. Сомов Б.Е. К вопросу о коэффициентах извлечения нефти из нефтяных оторочек с применением горизонтальных скважин//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море/ВНИИОЭНГ. — 1995. — Вып. № 10—11. — С. 16—22.

273. Сомов Б.Е. О коэффициентах извлечения нефти из нефтяных оторочек в наклонных пластах//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море/ВНИИОЭНГ. — 1995. — Вып. 12. — С. 22–27.
274. Справочник машиностроителя/Под ред. Е.А. Чудакова. — М.: Машгиз, 1951. — Т. 3. — 83 с.
275. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин/Под ред. А.И. Булатова. — М.: Недра, 1981.
276. Спуск обсадных колонн в искривленный ствол скважины/Е.А. Лебедев, Ю.И. Савенков и др. — Бурение. — 1973. — № 3. — С. 9–12.
277. Сравнительная оценка характеристик горизонтальных и вертикальных скважин//World Oil. — 1992. — IV. — Vol. 213. — N 4. — P. 67–72.
278. Стрилицкий И.В. Технологические особенности загрязнения и очистки буровых сточных вод//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1981. — Вып. 4. — С. 17–19.
279. Строительство нефтепромысловых сооружений в зоне вечной мерзлоты/Инженер-нефтяник. — 1970. — № 1. — С. 24–27.
280. Сулакшин С.С. Направленное бурение. — М.: Недра, 1987.
281. Суханов В.Б., Бурак Л.А. К методике расчета на устойчивость хвостовиков или отдельных секций обсадных колонн//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1971. — № 15. — С. 7–14.
282. Талышханов К.Г. Расчет обсадных колонн с учетом сопротивления среды. — Баку. — 1962.
283. Технологическая инструкция по созданию искусственного фильтра в призабойной зоне скважины со слабосцементированными породами. РД 39-1-732–82. — Краснодар: ВНИИКРНефть, 1982.
284. Технология испытания скважин месторождения Жанажол. РД 39-34-795–84.
285. Технология повышения продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов/Р.С. Яремчук, В.Р. Возный, Б.М. Кифор, В.Н. Лотовский//РНТС. ВНИИОЭНГ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 1992.
286. Технология приготовления и применения жидкостей без твердой фазы, обеспечивающая глушение скважин в условиях АВПД и сероводородной агрессии. РД 39-01/02-001–89. — Краснодар: ВНИИКРНефть, 1989.
287. Теоретическое исследование динамических усилий в длинных колоннах буровых труб при посадке их на клинья/Врилэнд Т.//Инженер-нефтяник. — 1961. — № 5.
288. Узумова А.Г. О динамических силах при спуско-подъемных операциях//Нефтяное хоз-во. — 1957. — № 4.
289. Умрихин И.Д., Бузинов С.Н. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. — М.: Недра, 1964.
290. Уникальная конструкция высокодебитных арктических скважин//Инженер-нефтяник. — 1972. — № 2. — С. 21–24.
291. Установление мирового рекорда горизонтального бурения//Oil and Gas J. — 1991. — XI. — Vol. 89. — N 46. — P. 116–117.
292. Устинская Т.Б. Макет научно-экспериментальной станции на Мастахском газовом месторождении//Реф. информ. Геология и разведка газовых, газоконденсатных и морских нефтяных месторождений/ВНИИЭГазпром. — 1982. — Вып. 6. — С. 27–28.
293. Уэтс Э.Р. Спуск обсадных колонн и цементирование скважин в Делаверском бассейне//Инженер-нефтяник. — 1967. — № 2. — С. 33–39.
294. Фаткуллин Р.Х., Вакула Я.В., Поваляев А.И. Опыт строительства наклонно-горизонтальных скважин на месторождениях Татарстана//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море/ВНИИОЭНГ. — 1995. — Вып. 10. — С. 49–50.
295. Филатов Б.С. и др. Нарушение обсадных колонн в соленосных отложениях//Нефтяное хоз-во. — 1970. — № 2. — С. 28–31.
296. Фригдландер Л.Я. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение в скважинах. — М.: Недра, 1985.
297. Хасаяев Р.М. и др. О механизме нейтрализации сероводорода в буровом растворе технической двуокисью марганца//Нефтяное хоз-во. — 1982. — № 8. — С. 50–52.
298. Хейфец И.Б., Бачериков А.В., Яремчук Р.С., Левченко А.Т. Новая технология вторичного вскрытия продуктивных пластов//Обзор. информ. Сер. Строительство скважин/ВНИИОЭНГ. — 1989.
299. Химические реагенты для регулирования свойств тампонажных растворов/А.И. Булатов, О.П. Гень, Д.Ф. Новохатский и др.//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1984. — Вып. 3 (65).
300. Цайгер М.А. Метод расчета рационального диаметра газовых скважин//Газовая промышленность. — 1957. — № 3. — С. 1–4.

301. Цырин Ю.З., Ванифатьев В.И. Крепление скважин с применением проходных пакеров. — М.: Недра, 1987.
302. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1948.
303. Челомбиев Б.К., Савенков Ю.И., Чайкин Ю.С. Спуск обсадной колонны диаметром 273 × 299 мм на глубину 4050 м//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1972. — Вып. 3. — С. 22–24.
304. Чепиков Г.М. Перспективы применения пен в нефтяной и газовой промышленности//Нефтяник. — 1973. — № 6. — С. 12–14. — № 8. — С. 10–11.
305. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения. — М.: Наука, 1974.
306. Чернышев И.И., Банатов В.П. Методика расчета компоновок низа бурильной колонны для подготовки ствола скважины к креплению//Нефтяное хоз-во. — 1974. — № 3. — С. 31–34.
307. Черский Н.В. Конструкции газовых скважин. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
308. Шалавин А.М., Ключин Г.П. Методика определения величины давления на обсадные трубы при замерзании промывочной жидкости в скважине//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1972. — Вып. 9. — С. 24–26.
309. Шамилев М.А. Уточнение глубины спуска промежуточных колонн в газовые скважины с высоким пластовым давлением//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1972. — Вып. 10. — С. 16–18.
310. Шаньгин А.Н. Страгивающая нагрузка для обсадных труб с обточенными муфтами//РНТС. Сер. Бурение/ВНИИОЭНГ. — 1972. — Вып. 8. — С. 26–27.
311. Шевцов В.Д. Планирование минимального риска неуправляемого выбора//Технология строительства газовых и морских нефтяных скважин в сложных горно-геологических условиях. — М.: ВНИИГАЗ, 1987.
312. Шиллер Л. Движение жидкостей в трубах. — ОНТИ НКТП СССР, 1936.
313. Шипица В.Ф. О необходимости учета изменения гидростатического давления цементного раствора во времени ОЗЦ//Газовая промышленность. Сер. Бурение газовых и морских нефтяных скважин. — 1981. — Вып. 3.
314. Ширинзаде С.А., Эрлих Г.М., Зарафьянц А.Г. Определение величин температурных напряжений, возникающих в трубах обсадных колонн при неравномерном распределении тепла в осевом направлении в период твердения цемента//Азербайджанское нефтяное хоз-во. — 1965. — № 6.
315. Шищенко Р.И., Есьман Б.И. Практическая гидравлика в бурении. — М.: Недра, 1966.
316. Шмыгла П.Г., Брагин В.А., Динков В.А. Проектирование разведки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. — М.: Гостоптехиздат, 1963.
317. Шнейдеров М.Р. Опыт расчета обсадных колонн. — Баку: Азнефтеиздат, 1951.
318. Шохин В.Ф. О теплопередаче через стенки скважин. Вопросы геологии, бурения и добычи в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири//Тр. ин-та/ГипроТюменьнефтегаз. — 1969. — Вып. 18. — С. 116–128.
319. Шелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1949.
320. Эйгенсон Л.С. Моделирование. — М.: Советская наука, 1952.
321. Экспресс-метод определения содержания сероводорода на буровой/А.А. Русаев и др.//Тр. ВНИИГНИ. — 1982. — Т. 238.
322. Эффективность вскрытия и методов оценки сложнопостроенных продуктивных пластов при бурении и опробовании глубоких разведочных скважин. Тезисы докл. семинара ЗапСиббурНИПИ. — Тюмень. — 1990.
323. Эффективность применения горизонтальных скважин на Кушевском ПХГ/С.Н. Бузинов, А.В. Григорьев, А.Л. Ковалев, Г.С. Крапивина. П. "Кубаньгазпром". Тр. семинара Строительство и эксплуатация ПХГ горизонтальными скважинами. — Анапа, 1996.
324. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. — Львов: Вища школа, 1982.
325. Яремийчук Р.С., Кифор Б.М., Лотовский В.Н., Шанович Л.П. Применение струйных аппаратов при освоении скважин//Обзор. информ. Сер. Техника и технология бурения скважин/ВНИИОЭНГ. — 1988.
326. Яремийчук Р.С., Лесовой Г.А. Технология воздействия на призабойную зону пласта многократными депрессиями//Нефтяное хоз-во. — 1985. — № 6.
327. Яремийчук Р.С., Светлицкий В.М., Савьюк Г.П. Повышение продуктивных скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей. — Киев: УкрГипроНИИнефть, 1993.
328. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. — М.: Недра, 1982.

329. Яремийчук Р.С., Рабинович Н.Р. Восстановление коллекторских свойств пласта в пристволенной зоне скважины при воздействии на него циклическими депрессиями//Нефтяное хоз-во. — 1982. — № 6.
330. Ясаин А.М. Ликвидация нефтегазопроявлений в процессе бурения нефтяных и газовых скважин//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море/ВНИИОЭНГ. — 1995. — Вып. 3. — С. 2—11.
331. Чугаев Р.Р. Гидравлика. — Л.: Энергоиздат, 1982.
332. Aadnoy B.S., Chenevert M.E. Stability of Highly Inclined Boreholes//SPE Drllg. Engr. — 1987. — December. — P. 364—374.
333. Bailey T.J., Bern P.A., McEwan F. Downhole Rheological Behavior of Low-Toxicity Oil Muds. Paper SPE 13001 presented at the 1984 European Petroleum Conference, London, October. — P. 25—28.
334. Becker T.E., Azar G.G., Okrajni S.S. Correlations of Mud Rheological Properties with Cuttings Transport Performance in Directional Drilling//SPE paper 19535 presented at 1989 SPE Fall Meeting, San Antonio, Oct. 8—11.
335. Bosico G. The state of the art the future of horizontal wells//Petrle et Technique. — 1992. — N 369. — P. 14—23.
336. Byrd B. and Zamora M. Fluids are Key in Drilling Highly Deviated Wells//Pet. Engr. Intl. — 1988. — Feb. — P. 24—26.
337. Composite catalog of oil field equipment and services. — 1992—1993. — N 1, 2.
338. Cooke C.E., Kluck M.P., Medrano R. Field measurements of annular pressure and temperature during primary cementing// Paper SPE 11206. — 1982, 26—29/IX.
339. Davis R.H., Acrivos A. Sedimentation of Non-colloidal Particles at Low Reynolds Numbers//Ann. Rev. Fluid Mech. — 1985. — 91—118.
340. Dezbrandes R. Encyclopedia of well logging. — London, 1985.
341. Fontenot J.E., Simpson J.P. Microbit investigation of potential for oil base muds in low permeability rocks//JPT. — 1974. — N 5. — P. 504—507.
342. Green K., Moerbe E. Drilling mud and rock bits//Drilling. — 1977. — VIII. — Vol. 38. — N 11. — P. 60—62.
343. Hanson P., Trigg T., Rachal G., Zamora M. Investigation of Barite Sag in Weighted Drilling Fluids in Highly Deviated Wells//SPE paper 20423 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition. — New Orlean. — 1990. — Sept. — P. 23—26.
344. Hiller K.H. Rheological Measurements on Clay Suspensions and Drilling Fluids at High Temperatures and Pressures//J. Pet. Tech. — 1963. — July. — P. 779—789.
345. Holbert D.R. Tangential attitude theory explains directional drilling//Oil and Gas J. — 1983. — Vol. 81. — N 34. — P. 111—115.
346. Howard G.C., Clark J.B. Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing//Oil and Gas J. — 1948. — 11/XI. — V. 46. — N 46.
347. Hustchison S.O., Anderson B.W.//World Oil. — Vol. 179. — 1974. — X. — N 5. — P. 83—86, 91—94.
348. Johnson M.L. Sliding and rotary PDM drilling keep horizontal well on target//The Oil and Gas J. — 1993. — Vol. 91. — N 28. — P. 98—101.
349. Koen A.D. Horizontal drilling retains steady share of US activity//Oil and Gas J. — 1992. — Vol. 90. — N 32. — P. 12—16.
350. Lindsey H.E. Latest completion methods cut deep gas well costs//World Oil. — 1972. — Vol. 175. — N 7. — P. 39—43.
351. Lowrence O'Donell, Crake W.S. Mechanical Causes of Casing Failure and Practics for their Control//Oil ans Gas J. — 1943. — Vol. 42. — N 32. — P. 46—48, 58.
352. Mack S.G., Rodney P.F., Bitar M.S. MWD tool accurately measures four resistivities//Oil and Gas J. — 1992. — V. — P. 42—46.
353. Maly George P. Minimazing formation. Damage 1. Proper fluid selection helps avoid damage//Oil and Gas J. — 1976. — 22/III. — V. 74. — N 12. — P. 68—70, 75—76.
354. Matthews W.R., Cemigorsky L.J. Programmed casing seats, can lower well costs//Oil and Gas J. — 1972. — 70. — N 4. — P. 98—103.
355. Mills P.G. Blowout prevention. Boston — International development corporation, 1987.
356. Nance W.B. How to Select Oil Mud Applications//Pet. Eng. Int. — 1984. — Jan. — 56. — N 1. — P. 30—38.
357. Nance W.B. et al. A Comporative Analysis of Drilling Results Obtained With Oil Mud vs. Water-Base Mud at High Island Block A-270, paper IADC/SPE 11357 presented at the 1983 Drilling Conference. — New Orleans, February, 20—23.
358. Oberg C.H., Masters R.W. The Determination of Stresses in oil well casing in place//Petroleum Engineering J. — 1947. — V. 1. — N 9.

359. *Politte M.D.* Invert Oil Mud Rheology as a Function of Temperature and Pressure, paper SPE/IADC 13458 presented at the 1985 Drilling Conference. — New Orleans. — March. — 6–8.
360. *Rappold K.* Worldwide drilling slumps, but US may pick up//Oil and Gas J. — 1982. — Vol. 90. — N 38. — P. 49–50, 54–55.
361. *Rehn W.* Horizontal Drilling Applied In Slim Holes//Pet. Eng. Intl. — 1987. — Feb. — P. 24–28.
362. *Reily R.M., Black J.W.* Improving liner cementing in highangle horizontal wells//World Oil. — 1988. — Vol. 207. — N 1. — P. 69–74.
363. *Rich von Flatern.* Technology keeps pace with horizontal drillers//Petroleum Engineering Jnt. — 1991. — IX. — P. 16, 19, 20, 22.
364. *Rintoul B.* Unocal stretches horizontal limits with four triterial channel wells//Pacific Oil and Gas World. — 1994. — Vol. 85. — N 10. — P. 12.
365. *Savins J.G., Roper W.F.* A Direct-Indicating Viscometer for Drilling Fluids//Drill. and Prod. Prac., API. — 1954. — P. 7–22.
366. *Schroeder T., Mathis D., Howard R.* Teamwork and geosteering pay off in horizontal project//Oil and Gas J. — 1995. — Vol. 93. — N 6. — P. 33–39.
367. *Seeberger M.N., Matlock R.W., Hanson P.M.* Oil Muds in Large-Diameter, Highly Deviated Wells: Solving the Cuttings Removal Problem//SPE/IADC paper 18635 presented at SPE/IADC Drilling Technology Conference. — New Orleans, La. — 1989. — Feb. — 28. — March. — 3.
368. *Shaffin M.* How to drill horizontal sections faster//World Oil. — 1991. — Vol. 212. — N 6. — P. 67, 68, 70.
369. *Shultz P.K., Cobb C.* Fiber optic improve downhole video//Oil and Gas J. — 1992. — V. — P. 46–51.
370. *Simpson J.P., Weintritt D.J.* The Prediction and Control of Mud Performance in Deep Hot Wells//Drill. and Prod. Prac. API. — 1965. — P. 98–107.
371. *Skelton J.H.* Louisiana horizontal well taps on in area of salt related tracturing//Oil and Gas J. — 1992. — Vol. 90. — N 27. — P. 88–90.
372. *Slaton M.* Drilling optimization more thow specific technologies off shore. — 1995. — IV. — Vol. 55. — N 4. — P. 46–50, 107.
373. *Stagg T.O., Powell J.W., DeWees R.I., Stephens M.P.* Horizontal Drill — in Project sized-salt Fluid//Petr. Eng. Intl. — 1986. — July. — P. 31–36.
374. *Tangedahl M.F.* Horizontal flow drilling requires focus on well control//Oil and Gas J. — 1994. — VI. — Vol. 92. — N 24. — P. 119–123.
375. *Texaco* sets horizontal well marks//Oil and Gas J. — 1992. — Vol. 90. — N 27. — P. 30–32.
376. *The simfor* process, the only one its kind//Petrole Informations. — 1988. — I–II. — P. 1641–1642.
377. *Thomas D.C., Zea S.F., Turek E.A.* Gas solubility in oil-based drilling fluids//J.P.T. — 1984. — June. — P. 959–968.
378. *Tomren P.H., Iyoho A.W., Azar J.J.* Experimental Study of Cuttings Transport in Directional Wells//SPE Drilling Engineering. — 1986. — Feb. — P. 43–56.
379. *Trusty J., Emmet L.* Using LWD to drill horizontal above oil water contacts//World Oil. — 1992. — III. — Vol. 213. — N 3. — P. 41, 42, 44.
380. *Von Flatarn R.* Technology Keeps with horizontal drillers//Petroleum Engineering Int. — 1991. — XI. — P. 16, 19–20, 22.
381. *Walker T., Hopemann M.* Underbalanced completions improve well safety and productivity//World Oil. — 1995. — XI. — Vol. 216. — N 11. — P. 35–38.
382. *Williams C.E., Bruce C.U.* Carrying capacity of drilling muds//Petroleum Trans. Amer. Inst. Min. (metall). — 1951. — Vol. 192. — N 111.
383. *Williamson J.S.* Mud motors for Steerable horizontal drilling are improving//World Oil. — 1992. — VI. — Vol. 213. — N 6. — P. 66–68.
384. *Wilson R.C., Willis D.N.* Succesfull High-Angle Drilling in the Stattford Field//SPE 15465, Presented at the 61st Annual Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers. — New Orleans, La. — 1986. — Oct. — P. 5–8.