

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков

**КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ И ОСВОЕНИЕ
СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Утверждено

*Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2011

УДК 622.244/245

Ч-49

Рецензенты:

д-р техн. наук, академик РАЕН, профессор *Н.И. Крысин*

(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«ПермНИПИнефть» в г. Перми);

канд. техн. наук, доцент *Л.Н. Долгих*

(Пермский национальный исследовательский

политехнический университет)

Чернышов, С.Е.

Ч-49 Крепление, испытание и освоение скважин при разработке нефтяных месторождений: учеб. пособие / С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 232 с.

ISBN 978-5-398-00664-3

Рассмотрены вопросы крепления, испытания и освоения скважин при разработке нефтяных месторождений. Приведены данные исследований технологий первичного вскрытия продуктивных пластов, крепления обсадных колонн добывающих скважин, методов вторичного вскрытия продуктивных интервалов и освоения скважин нефтяных месторождений Пермского Прикамья.

Предназначено для студентов очной и заочной форм обучения по направлению 131000 «Нефтегазовое дело».

Учебное пособие издано в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

УДК 622.244/245

ISBN 978-5-398-00664-3

© ПНИПУ, 2011

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
1. Первичное вскрытие продуктивных пластов при строительстве скважин	7
1.1. Методы вскрытия продуктивных пластов	9
1.2. Выбор метода вскрытия продуктивных пластов.....	16
2. Промывочные жидкости для первичного вскрытия продуктивных пластов	19
2.1. Влияние промывочных жидкостей на коллекторские свойства продуктивных пластов	19
2.2. Применение поверхностно-активных веществ при вскрытии продуктивных пластов	24
2.3. Основные требования к составу и свойствам промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов	26
2.4. Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов.....	30
3. Подготовка скважин к спуску и цементированию обсадных колонн	32
3.1. Положение обсадной колонны в скважине.....	32
3.2. Режим течения цементного раствора	36
3.3. Технологическая оснастка обсадной колонны	38
3.4. Виды буферных жидкостей.....	40
3.5. Объем буферных жидкостей.....	43
3.6. Подготовка ствола скважины к спуску и цементированию	44
4. Подготовка ствола скважины к креплению	47
4.1. Подготовка обсадных труб.....	47
4.2. Компоновка обсадной колонны	51
4.3. Подготовка ствола скважины.....	60
4.4. Рекомендации по промывке скважин	63
4.5. Спуск обсадных колонн в скважину	65
4.5.1. Способы спуска обсадной колонны	65
4.5.2. Технология спуска обсадных колонн в скважину	68
4.5.3. Особенности спуска колонн больших диаметров	72

4.5.4. Особенности спуска обсадных колонн секциями и хвостовиков	73
4.5.5. Особенности спуска эксплуатационных колонн в газовые и газоконденсатные скважины	74
4.5.6. Промывка скважин в процессе спуска и после спуска обсадных колонн	75
4.5.7. Центрирование обсадных колонн в скважине	76
5. Крепление обсадных колонн при строительстве нефтяных скважин	78
5.1. Цементирование скважин.....	78
5.2. Основные факторы, влияющие на качество цементирования	81
5.3. Способы цементирования обсадных колонн	85
5.3.1. Сплошное цементирование с двумя пробками	85
5.3.2. Сплошное цементирование с одной (верхней) пробкой	87
5.3.3. Цементирование хвостовика и нижних секций обсадных колонн	87
5.3.4. Манжетное цементирование.....	89
5.3.5. Двухступенчатое цементирование скважин.....	90
5.3.6. Обратное цементирование скважин (через затрубное пространство)	93
5.4. Общие положения технологии цементирования скважин	98
5.5. Расхаживание обсадных колонн при цементировании скважин	99
6. Расширяющиеся тампонажные растворы для крепления нефтяных скважин	101
6.1. Обоснование сырьевых компонентов для получения специальных тампонажных материалов	108
6.2. Методика исследований свойств расширяющихся тампонажных составов.....	114
7. Вторичное вскрытие продуктивных пластов нефтедобывающих скважин.....	118
7.1. Методы кумулятивной перфорации.	118
7.2. Нагрузки на крепь при кумулятивной перфорации	132
7.3. Методы щелевой перфорации.....	138
7.3.1. Механическая щелевая перфорация	138
7.3.2. Щелевая гидropескоструйная перфорация	140
7.3.3. Перфорационные жидкости.....	150
7.4. Щадящие методы вторичного вскрытия продуктивных пластов.....	156

8. Испытание пластов при бурении нефтедобывающих скважин	163
8.1. Способы испытания пластов.....	163
8.2. Исследование скважин опробователями пластов	165
8.2.1. Опробователи, спускаемые на каротажном кабеле	165
8.2.2. Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны....	169
8.3. Исследование скважин трубными пластоиспытателями.....	171
8.3.1. Назначение и конструкция основных узлов пластоиспытателя МИГ	174
8.3.2. Технология испытания пластов с помощью пластоиспытателя МИГ	189
8.3.3. Испытание пластов с использованием многоциклового клапана ЗПК2М	195
8.3.4. Расчёт компоновки бурильной колонны при испытании пласта	198
8.3.5. Испытание пластов с использованием эжекторного многофункционального пластоиспытателя (ЭМПИ)	204
8.4. Расчет основных гидродинамических параметров пласта	206
9. Освоение нефтедобывающих скважин	212
9.1. Общие сведения.....	212
9.2. Методы освоения нефтедобывающих скважин	214
9.3. Оценка эффективности методов освоения нефтяных скважин	219
Список литературы	228

ВВЕДЕНИЕ

В цикле строительства скважин крепление, испытание и освоение находятся среди основных и технологически сложных процессов. От качества выполнения данных работ в добывающих скважинах во многом зависит оценка перспективности новых месторождений.

При разработке нефтяных месторождений главным направлением работ по совершенствованию технологий крепления, испытания и освоения нефтяных скважин является решение проблемы сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов в призабойной зоне и обеспечения сохранности крепи скважин. Многообразии геолого-петрофизических и гидродинамических условий разрабатываемых месторождений, усложняющихся по мере выработки запасов, требует дифференцированного подхода к выбору технологии реализации завершающего цикла строительства скважин.

Традиционно применяемая технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии из-за отрицательного воздействия буровых растворов на призабойную зону продуктивного пласта не способствует получению потенциальных дебитов скважин и ведёт к снижению конечной величины коэффициента нефтеотдачи пластов. Общепринятым объективным показателем качества заканчивания скважин является соотношение между фактической и потенциальной производительностью скважин, которое для большинства месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других нефтяных районов составляет менее 50 %. В связи с этим необходим поиск более совершенных технологий крепления, испытания и освоения нефтяных скважин.

Несмотря на большое количество работ в данной области, вопрос нельзя считать решенным, так как отсутствуют методы проектирования и достижения в промысловых условиях заданной величины депрессии на продуктивный пласт, а следовательно, и рекомендации по технологическим схемам, конструкциям и параметрам оборудования для строительства нефтяных скважин.

1. ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Под вскрытием продуктивного пласта понимают комплекс работ, связанных с разбуриванием, обеспечением прочности и устойчивости призабойной части скважины, а также сообщение эксплуатационной колонны с продуктивным пластом после крепления ствола.

Выбор способа вскрытия существенно зависит от строения пласта, его коллекторских свойств, состава содержащихся в нем жидкостей и газов, числа продуктивных пропластков и коэффициентов аномальности пластовых давлений [33].

В околоскважинной зоне при вскрытии пласта и оборудовании ствола по технологическим причинам происходит существенное снижение фильтрационных свойств пород. Потерю напора, обусловленную технологическими причинами, обычно включают в понятие скин-эффекта. Как показывает практика, величина скин-эффекта соизмерима, а иногда и существенно превышает общие потери напора в пласте.

Методы вскрытия продуктивных отложений для эффективного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований [5, 33, 34]:

- ◆ формирование в проницаемых стенках ствола гидроизолирующего слоя, фильтрационные и прочностные характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

- ◆ обеспечение долговременной изоляции непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплению;

- ◆ создание условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

Можно выделить следующие показатели сравнительной оценки качества вскрытия продуктивных пластов [8, 33]:

1) коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

2) градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

3) максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

4) сравнительные геолого-физические характеристики и параметры продуктивных пластов (толщина пласта и гидроизолирующих перемычек, пластовое давление и температура, удельный дебит, коэффициенты продуктивности и гидропроводности; скин-фактор; обводненность продукции);

5) показатели качества разобщения продуктивных горизонтов в заколонном пространстве от водоносных пластов (однородность цементного камня по плотности и сплошность по высоте, отсутствие или наличие заколонных перетоков, притока чуждых пластовых флюидов к фильтру скважины).

Указанные показатели обеспечивают получение корректных сравнительных оценок качества вскрытия продуктивных отложений на основе сопоставимости геолого-технических условий заканчивания, освоения и эксплуатации скважин и учета влияния технологических факторов на коллекторские свойства призабойной и удаленной зон нефтеносных пластов.

Повышать качество вскрытия продуктивных пластов можно двумя путями [33]:

1. Выбор соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

2. Выбор технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспе-

чивающих минимальные размеры зоны проникновения фильтра бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

С учетом коэффициента аномальности пластовых давлений при вскрытии продуктивного пласта применяют различные модификации технологии равновесного бурения, которые позволяют снизить загрязнение призабойной зоны пласта:

- ♦ *бурение на равновесии* – проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение), когда давления на забое скважины и в пласте одинаковые (т.е. $p_3 = p_{пл}$);

- ♦ *бурение на репрессии* – проведение полного цикла буровых работ, когда давление на забое скважины превышает давление в пласте (т.е. $p_3 > p_{пл}$);

- ♦ *бурение с использованием двух растворов*, когда равенство $p_3 = p_{пл}$ имеет место только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

- ♦ *бурение на депрессии*, когда давление на забое скважины меньше пластового (т.е. $p_3 < p_{пл}$).

При этом буровые работы осуществляются с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

Для максимального сохранения природного состояния коллектора (экологически безопасная разработка месторождений) продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями.

1.1. Методы вскрытия продуктивных пластов

Под методом вскрытия понимают последовательность операций разбуривания и крепления непосредственно продуктивной залежи.

Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта или забоя определяет характер движения потока в околоскважинной зоне, сопротивление и гидродинамическое несовершенство приемной части. Конструкция забоя выбирается, с учетом

свойств пород продуктивного пласта, вышележающих пород кровли, неоднородности разреза, способа вскрытия пласта, назначения скважины и планируемых режимов эксплуатации.

Конструкция должна выбираться, исходя из максимально-го гидродинамического совершенства скважины при заданных условиях расположения в пласте и эксплуатации.

Применяют несколько методов вскрытия продуктивной [8, 34] залежи (рис. 1.1).

Наиболее просты в исполнении бесфильтровые конструкции забоев (см. рис. 1.1, *а, б, в, г*) – **I метод**. Если суффозии сложно избежать за счет бесфильтровой конструкции, то целесообразно оборудовать скважину фильтрами (см. рис. 1.1, *д, е*) – **II метод** или фильтрами в сочетании с гравийной обсыпкой и различной формой приемной каверны (см. рис. 1.1, *ж, з, и, к*) – **III метод**. В некоторых случаях рекомендуется закреплять породы продуктивного пласта различными типами наполнителей (см. рис. 1.1, *л, м*) – **IV метод**.

Бесфильтровые скважины сооружаются в устойчивых породах и слабосцементированных песках. В слабосцементированных породах бесфильтровые скважины сооружаются при наличии устойчивой кровли (см. рис. 1.1, *а*). Скважину бурят и закрепляют обсадной колонной до кровли продуктивного пласта. После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) вскрывают пласт на несколько метров, приподнимают бурильную колонну до достижения долотом уровня башмака обсадной колонны и продолжают промывку без вращения инструмента. Монтируют эрлифт и начинают строительную откачку, при которой песок из продуктивного пласта выносится и под кровлей формируется конусообразная воронка. При строительной откачке из пласта вместе с песком выносится кольматант, поступивший туда при вскрытии и промывке. Встречаются случаи, когда при формировании воронки на поверхность выносится до 200 м³ песка. Очевидно, что в таких случаях практически весь кольматант удаляется из скважины и конструкцию забоя можно считать совершенной по характеру вскрытия.

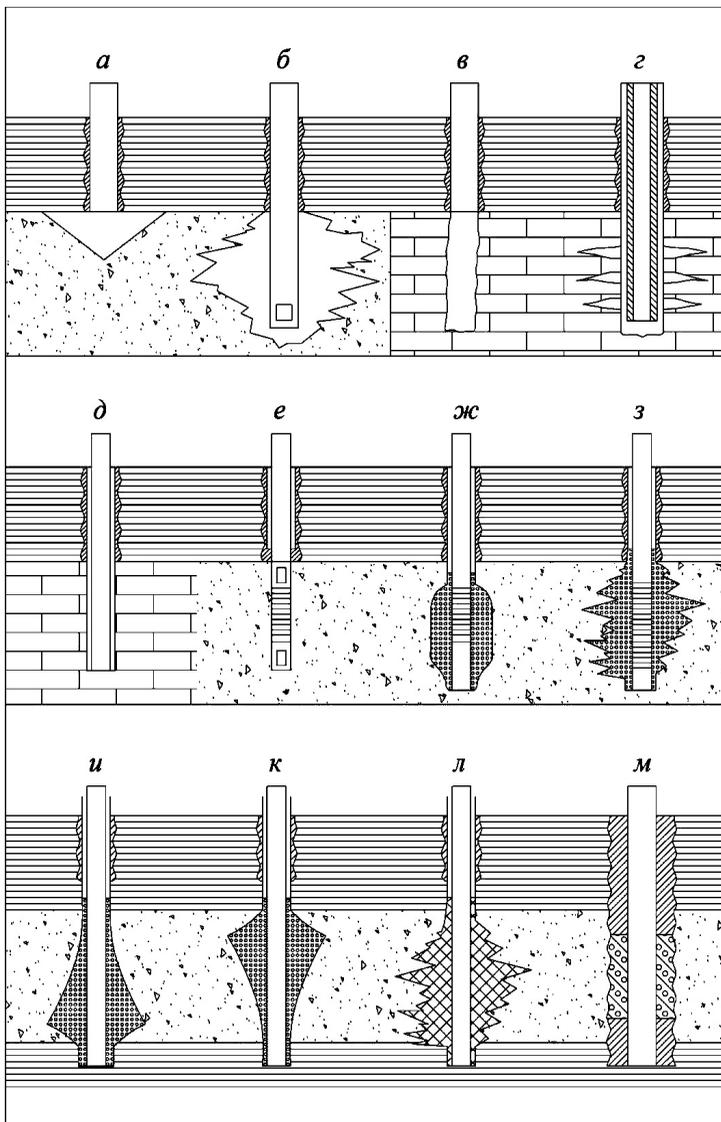


Рис. 1.1. Конструкция забоя: *а, б, в, г* – бесфильтровая;
д, е – фильтровая; *ж, з, и, к* – с гравийной обсыпкой;
л, м – с проницаемым наполнителем

На рис. 1.1, в показана конструкция открытого забоя, рекомендуемая для устойчивых продуктивных пластов трещинного типа.

Вышезалегающие породы кровли закрепляются обсадной колонной. Пласт вскрывают долотом расчетного диаметра, обеспечивающего проектный дебит Q .

При бурении скважин на нефть и газ распространена конструкция забоя, предусматривающая крепление скважины в интервале продуктивного пласта обсадной колонной с последующей ее перфорацией (см. рис. 1.1, з). Указанная конструкция чаще используется в устойчивых трещиноватых породах, когда пескопроявлений можно избежать без применения специальных фильтров. Конструкция характеризуется простотой исполнения и повышенным гидродинамическим несовершенством из-за малой скважности и глубины вскрытия пласта перфорацией. Известны методы промывки заколонного пространства с целью гидравлической сбойки отдельных перфорационных каналов, разработки каверны.

В сильно трещиноватых и обломочных породах при относительной устойчивости ствола возможно поступление в скважину незначительного объема породы при эксплуатации. В целях предотвращения заполнения ствола скважины породой в нее устанавливают перфорированный каркас (см. рис. 1.1, д). Часто перфорированные каркасы используют и в устойчивых породах (см. рис. 1.1, з). С одной стороны, ствол с повышенной надежностью предохраняется от заполнения породой, а с другой стороны, упрощаются работы по проведению расходомерии, свабированию и других методов исследования и обработки скважины.

В неустойчивых породах, песках, гравийных отложениях для предотвращения суффозии в интервале продуктивного пласта устанавливают фильтры. Скважину обычно закрепляют до кровли продуктивного пласта обсадной колонной. Вскрывают пласт, после чего в заданный интервал устанавливают фильтровую колонну, состоящую из башмака, фильтра и надфильтровой трубы. Последняя может быть выведена на поверхность и вы-

полнять одновременно функцию эксплуатационной колонны, а может заканчиваться пакером или сальником, раскрепленным в обсадной колонне. В последнем случае установка фильтра называется *впотаи* и функцию эксплуатационной колонны выполняют обсадные трубы. Конструкция забоя, предусматривающая установку фильтра в интервале продуктивного пласта, показана на рис. 1.1, е.

Каверны, образующиеся в продуктивном интервале, в зависимости от условий, в которых оборудуется забой, должны иметь разную форму профиля. Наиболее проста форма каверны с равномерным диаметром ствола по длине всего продуктивного интервала (см. рис. 1.1, ж). Такая форма забоя может быть рекомендована при оборудовании скважины в продуктивных пластах, сложенных однородными по толщине в отношении суффозионных и фильтрационных свойств породами. Создание забоя с постоянным диаметром каверны оправданно только в тех случаях, когда наблюдается равномерный приток из пласта, что бывает при его ограниченной толщине.

В неоднородных продуктивных интервалах оправданна конструкция забоя с гравийным фильтром с изменяющимся диаметром по толщине пласта (см. рис. 1.1, з). В более проницаемых участках с меньшими силами сцепления между частицами пластовых пород диаметр каверны увеличивается, а в менее проницаемых и более цементированных – снижается. Такая конструкция забоя создает равновесную суффозионную обстановку на стенках каверны по ее длине и снижает гидравлические потери напора из-за исключения турбулизации потока в околоскважинной зоне.

Фильтр может работать эффективно, если правильно выбрана ширина щели, а в гравийном фильтре – размер зерен гравия. Для этого необходимо из продуктивного пласта отобрать образцы породы, определить фракционный состав твердых частиц ее и тот минимальный размер, при котором на долю всех более крупных частиц приходится примерно 10 % всей массы взятых для фракционного анализа образцов.

В щелевых фильтрах щель может быть шире этого минимального размера не более чем в 2 раза, а в гравийных фильтрах диаметр частиц гравия не должен превышать его более чем в 8 раз. При соблюдении указанных соотношений около фильтра из крупных частиц, выносимых пластовой жидкостью, будет образовываться устойчивый песчаный свод, способный задерживать большинство частиц тонких фракций.

Если мощность продуктивного интервала такова, что обеспечить относительно равномерный приток по длине фильтра невозможно, то использование конструкций, изображенных на рис. 1.1, *ж*, *з*, приведет к дополнительным гидравлическим сопротивлениям и снижению дебита из-за неравномерности притока в скважину. Для снижения гидравлического сопротивления притоку выравниванием входных скоростей следует использовать конструкцию забоя, показанную на рис. 1.1, *и*.

Диаметр каверны увеличивается от верхней и нижней границ продуктивного интервала. Замена низкопроницаемых пород пласта на высокопроницаемый гравий приводит к тому, что сопротивление нижней части забоя снижается в сравнении с верхней и поток перераспределяется из верхних в нижние интервалы околоскважинной зоны.

Предложено техническое решение по созданию каверны, форма которой обеспечивает постоянные входные скорости по мощности продуктивного интервала (см. рис. 1.1, *и*). Пласт вскрывают долотом диаметра, обеспечивающего требуемую толщину обсыпки с учетом предотвращения пескования. Расширителем специальной конструкции обеспечивают создание каверны с увеличивающимся диаметром от верхней к нижней границе продуктивного интервала.

Если производительность скважины обеспечена и основная проблема – предотвращение выноса песка, то целесообразно применять конструкцию, показанную на рис. 1.1, *к*. Неравномерность притока в скважину при такой конструкции возрастает, и увеличиваются общие гидравлические сопротивления, однако на контакте пластового песка с гравием создается постоянный перепад давления по толщине продуктивного интервала. На песчаную частицу,

находящуюся на стенках каверны независимо от ее положения, действует постоянная сила гидродинамического давления. Конструкция забоя с уменьшающимся диаметром (от верхней к нижней границе продуктивного интервала) создает постоянную суффозионную устойчивость забоя по длине фильтра.

Известны конструкции забоев, которые предусматривают при опасности возникновения суффозии крепление пород в околоскважинной зоне специальными материалами (см. рис. 1.1, л). В продуктивный интервал закачивают специальные растворы, которые скрепляют пластовые частицы между собой, снижая вероятность их миграции в скважину при эксплуатации. Если пластовый песок не крепят при сооружении забоя данного типа, то проницаемость околоскважинной зоны резко снижается. В порах песка накапливается скрепляющий материал, снижается эффективная пористость, формируются тупиковые зоны, резко возрастают действительные скорости движения потока и гидравлические потери напора. Предложенная конструкция забоя хотя и позволяет предотвратить пескование, но требует неоправданно существенного снижения дебита. Поэтому данную конструкцию забоя, рекомендуется применять в исключительных случаях, когда другие конструкции технически не осуществимы.

Более прогрессивна конструкция забоя, предусматривающая создание в неустойчивых породах специального тампонажного камня, который в продуктивных интервалах имеет пористую проницаемую структуру. Созданный пористый камень экранирует песок продуктивного пласта от фильтра, чем предотвращает суффозию.

Представленные конструкции забоев описаны применительно к типовым условиям сооружения скважин. Возможны комбинации разных типов забоев. Например, для неоднородных в фильтрационном и суффозионном отношении песков значительной мощности при высокой вероятности снижения дебита из-за неравномерности притока целесообразна комбинация конструкций забоев, показанных на рис. 1.1, з, и. В этом случае расширяющийся книзу забой будет иметь неравномерную форму. При разделении продуктивных интервалов слабопроницае-

мыми породами значительной толщины целесообразно применение многосекционных конструкций в различном сочетании забоев (см. рис. 1.1). Возможен переход во время эксплуатации с одной конструкции забоя на другую. Часто вокруг фильтра под устойчивой кровлей формируется полая воронка, аналогичная бесфильтровой конструкции.

Очевидно, чем больше поверхность фильтрации в стволе скважины, тем большее количество жидкости будет поступать в нее при прочих равных условиях. Поэтому на нефтяных месторождениях с аномально низким пластовым давлением и очень плохими коллекторскими свойствами или высокой вязкостью нефти иногда поверхность фильтрации многократно увеличивают путем создания нескольких боковых горизонтальных или почти горизонтальных стволов, расходящихся от основного ствола скважины по продуктивному пласту на несколько десятков (иногда сотен) метров.

Расчеты и практика показывают, что дебит скважины может увеличиваться примерно вдвое, если суммарная длина боковых стволов достигнет 10–20 % радиуса дренирования, т.е. радиуса зоны, питающей данную скважину.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

1.2. Выбор метода вскрытия продуктивных пластов

При выборе метода вскрытия продуктивных пластов целесообразно придерживаться следующей последовательности [5, 8, 33]:

1. Оценить толщину продуктивного пласта, подлежащую разбуриванию, и определить число проницаемых пластов в интервале от кровли залежи до проектной глубины скважины.

2. Определить характер насыщенности всех проницаемых пластов продуктивной залежи и решить, какие методы вскрытия приемлемы для данных горно-геологических условий. Так, если вся продуктивная залежь представляет собой как бы единый пласт, насыщенный только одной жидкостью (например, только газом или только нефтью), могут быть использованы все методы. Если же перемежаются нефтеносные пласты с водоносными либо в одном проницаемом пласте содержатся две или три жидкости, для вскрытия могут быть использованы только первый и четвертый методы.

3. Если вскрытию подлежит массивная продуктивная залежь, то оценить возможность одновременного разбуривания всей толщины без перекрытия верхней ее части промежуточной колонной.

В массивных газовых залежах коэффициент аномальности пластового давления существенно изменяется по толщине рассматриваемого интервала: коэффициент аномальности $K_{a,v}$ в кровле часто намного больше коэффициента аномальности $K_{a,n}$ близ подошвы.

Для вскрытия бурением верхней части такой залежи во избежание проявления из пласта относительная плотность промывочной жидкости должна быть больше или равна коэффициенту аномальности $K_{a,v}$ в кровле.

Жидкость с такой плотностью можно использовать при разбуривании всей залежи лишь в том случае, если давление столба ее меньше давления поглощения в нижней и средней частях.

В тех же случаях, когда это последнее условие не соблюдается, вскрытие всей залежи сразу недопустимо, так как возникнет поглощение тяжелой промывочной жидкости нижней частью залежи, вслед за которым может начаться газопроявление из верхних интервалов.

В подобных ситуациях до вскрытия нижнего интервала залежи бурением верхний интервал следует перекрыть обсадной колонной и надежно герметизировать. После этого необходимо уменьшить плотность промывочной жидкости и тогда лишь вскрывать нижний интервал.

4. Оценить изменение коллекторских свойств по толщине продуктивного пласта. Если проницаемость существенно не изменяется, можно применять все методы вскрытия, но предпочтительнее второй, третий или пятый. Если же проницаемость одних продуктивных участков сильно отличается от проницаемости других, целесообразнее использовать первый или четвертый методы, которые позволяют избирательно получать приток из любого участка.

5. Оценить устойчивость пород продуктивного пласта. Если породы хорошо сцементированы и нет оснований опасаться, что как в процессе бурения, так и при длительной эксплуатации они начнут разрушаться, то следует применить второй метод вскрытия. Если породы недостаточно устойчивы и при эксплуатации вместе с потоком жидкости возможен вынос частиц коллектора, лучше использовать третий или пятый методы. В случае неустойчивых пород, которые могут разрушаться даже в процессе бурения, пригодны в основном только первый и четвертый методы.

6. Учесть соотношение коэффициентов аномальности пластовых давлений в продуктивном пласте и в расположенных выше него проницаемых горизонтах и оценить возможную степень загрязнения промывочной жидкостью и ее фильтратом, а также тампонажным раствором в период бурения и крепления скважины при каждом из тех методов вскрытия, которые при учете всех упомянутых выше факторов могут быть использованы.

Окончательное решение в пользу того или иного метода должно быть принято с учетом экономических факторов.

2. ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Конечная цель бурения скважин – получение нефти и газа из продуктивных пластов. Продуктивные горизонты находятся в равновесном гидродинамическом, химическом и термобарическом состоянии на протяжении многих веков. Любая рабочая жидкость приводит к нарушению свойств пласта. Получение начального притока нефти и газа из пласта в большой степени зависит от состава и свойств промывочной жидкости, длительности воздействия ее на продуктивный пласт.

2.1. Влияние промывочных жидкостей на коллекторские свойства продуктивных пластов

При бурении в продуктивном пласте в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Объем поступившего в пласт фильтрата тем больше, чем выше водоотдача промывочного раствора, продолжительность разбуривания пласта, перепад давлений, скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, температура промывочного раствора и чем меньше зазор между буровой колонной и стенками скважины. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Изменение коллекторских свойств зависит от ряда факторов и уменьшается по мере удаления от скважины. В грануляр-

ном пласте всю область, в которую проникли промывочная жидкость и ее фильтрат, условно можно подразделить на две зоны: зону кольматации, примыкающую к скважине, и зону проникновения фильтрата.

Зона кольматации – это участок вокруг скважины, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости. Толщина этой зоны зависит в основном от соотношения гранулометрического состава дисперсной фазы промывочной жидкости и структуры порового пространства (распределения пор по размерам) пласта, от перепада давлений в период бурения и от продолжительности воздействия промывочной жидкости на породу. В гранулярных коллекторах наиболее тонкие частицы дисперсной фазы проникают по наиболее крупным поровым каналам, частично закрывают их, уменьшают площадь сечения и превращают крупные каналы в средние и мелкие. Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) – фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, то теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтеносмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов, поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти. Хотя пористость породы в зоне кольматации при этом уменьшается незначительно, проницаемость снижается резко. Исследования показывают, что, если диаметр пор d_n породы меньше утроенного диаметра частиц твердой фазы d_q промывочной жидкости, последние создают на поверхности стенок скважины фильтрационную корку и почти не проникают в пласт. Если $3d_q < d_n < 10d_q$, частицы твердой

фазы проникают неглубоко в породу, закрывают поры и создают фильтрационную корку в самой породе. Если же диаметр пор превышает $10d_p$, частицы могут проникать глубоко в пласт. В трещиноватый коллектор твердая фаза промывочной жидкости может проникать на очень большое расстояние, иногда – на десятки метров от скважины. В результате частичного отфильтровывания дисперсионной среды из промывочной жидкости на поверхности трещин образуются фильтрационные корки. Таким образом, трещины оказываются заполненными застудневшей промывочной жидкостью и фильтрационной коркой.

Удалить из пласта застудневшую промывочную жидкость, фильтрационные корки и другие частицы твердой фазы при освоении скважины удастся лишь частично. Проницаемость зоны кольматации в результате проникновения дисперсной фазы промывочной жидкости нередко снижается в 10 раз и более.

Влияние фильтрата промывочной жидкости на коллекторские свойства более сложное.

Во-первых, проникая в пласт, фильтрат жидкости на водной основе увлажняет породу. Часто в фильтрате содержатся химические вещества, способствующие увеличению гидрофильности породы и, следовательно, количества физически связанной воды. Но увеличение толщины гидратных оболочек ведет к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, а повышение водонасыщенности – к уменьшению фазовой проницаемости для нефти и газа.

Во-вторых, как правило, в продуктивных пластах имеется некоторое количество глинистых минералов. Под влиянием водного фильтрата многие из глинистых минералов гидратируют и увеличиваются в объеме, набухают. Под воздействием водного фильтрата может происходить также дезинтеграция глинистых частиц и одновременно гидратация. Дезинтеграции способствуют щелочи, часто содержащиеся в промывочной жидкости. В результате дезинтеграции увеличиваются суммарная поверхность глинистых частиц и количество связанной воды. Оба процесса – гидратация и дезинтеграция – ведут к уменьшению эффективного

сечения поровых каналов, закрытию некоторых из них и уменьшению проницаемости.

В-третьих, проникая в продуктивный пласт, фильтрат оттесняет от скважины пластовую нефть. Фильтрат обычно имеет меньшую вязкость, чем нефть. Продвигаясь по поровым каналам и микротрещинам, он встречает меньшее гидравлическое сопротивление и на некоторых участках движется быстрее, чем нефть.

В-четвертых, в фильтрате промывочной жидкости содержатся в растворенном виде различные химические вещества. Некоторые из них при взаимодействии с веществами, присутствующими в продуктивном пласте, могут давать нерастворимые осадки. В результате часть поровых каналов может быть закрыта, сечение других каналов – сужено [34].

В водном фильтрате всегда содержится большое количество воздуха. Кислород воздуха может окислять некоторые компоненты пластовой нефти и способствовать выпадению в осадок образующихся при этом смолистых веществ.

Отфильтровывание под влиянием разности давлений является главной, но не единственной причиной проникновения дисперсионной среды промывочной жидкости в продуктивный пласт. Она может поступать, хотя и в гораздо меньших количествах, также под влиянием других факторов, таких как осмотическое давление, капиллярные силы.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных ядрах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях более чем на 50 % снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 2.1).

Добавка к буровому раствору различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора [5, 33]. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды показано в табл. 2.2.

Таблица 2.1

Восстановление проницаемости керна

Порода	Начальная проницаемость, мкм ²	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (МИНГ)
	1,0	– " –	62	
	1,4	– " –	68	
	2,0	– " –	74	
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4	Пластовая	42	В.А. Шевалдин (ТатНИИ)
	1,2	(девонская)	46	
	2,0	– " –	50	
	0,4	– " –	86	
	1,2	– " –	84	
Юрский песчаник Таллинского месторождения	2,0	– " –	82	Н.Р. Рабинович (ВНИИКРнефть)
	0,01–0,2	Любая	55	

Таблица 2.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Вода	Буровой раствор без добавки реагентов	Буровой раствор +10 % УЦР	Буровой раствор +1 % КМЦ	Пена	Раствор на нефтяной основе
Восстановление начальной проницаемости, %	59,4	71,7	47,5	59,8	94,2	95,0

Как видно из лабораторных исследований, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

Причины нарушения коллекторских свойств можно разбить на две группы:

1. Снижение абсолютной проницаемости:

– закупорка пор и поровых каналов, физическое сужение размеров поровых каналов;

- вторжение твердой фазы раствора;
- закупорка фильтрационной коркой;
- миграция твердых частиц в коллекторе;
- набухание глинистых минералов в матрице породы;
- адсорбция полимеров;
- образование нерастворимых осадков.

2. Снижение относительной (фазовой) проницаемости:

- изменение смачиваемости породы;
- изменение водонасыщенности;
- возникновение эмульсий.

Последствия нарушения коллекторских свойств: ошибочные или неполные данные о коллекторе; низкая производительность скважин и рентабельность бурения; высокие затраты на освоение и интенсификацию притока; увеличение сроков освоения скважин; снижение коэффициента нефтеотдачи.

Главная задача раствора для первичного вскрытия – максимальное сохранение коллекторских свойств, прочие критерии второстепенны или малосущественны.

2.2. Применение поверхностно-активных веществ при вскрытии продуктивных пластов

При проникновении водного фильтрата промывочной жидкости в продуктивный пласт в поровых каналах возникает капиллярное давление, способствующее продвижению фильтрата в глубь породы и препятствующее фильтрации нефти к скважине. Величину капиллярного давления можно уменьшить, если найти средства для резкого снижения поверхностного натяжения на границе раздела «фильтрат – углеводородная среда», увеличения эффективного радиуса поровых каналов за счет сокращения толщины адсорбционных оболочек и пленок на поверхности породы, гидрофобизации этой по-

верхности с таким расчетом, чтобы довести краевой угол смачивания до 90° . Таким средством является применение соответствующим образом подобранных поверхностно-активных веществ (ПАВ).

ПАВ, вводимые в промывочную жидкость для вскрытия продуктивного пласта, должны удовлетворять следующим требованиям [34]:

а) при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела «вода – углеводородная среда»;

б) улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата промывочной жидкости;

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

г) препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в пласте, в присутствии водного фильтрата;

д) адсорбироваться как можно в меньшей степени на поверхности породы, так как при адсорбции в значительном количестве резко увеличиваются расход ПАВ и стоимость обработки им;

е) препятствовать образованию эмульсии в пористой среде, а в тех случаях, когда образование эмульсии неизбежно, способствовать возможно более тонкому измельчению глобул дисперсной фазы в ней, препятствовать коалесценции этих глобул;

ж) препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры, так как такие слои создают большое гидравлическое сопротивление движению фильтрации пластовой жидкости к скважине.

Для обработки промывочной жидкости перед вскрытием продуктивного пласта могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ.

Водорастворимые ПАВ, которые сильно снижают поверхностное натяжение и краевой угол смачивания, способствуют

увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти и воды и суммарной проницаемости для них.

Нефтерастворимые ПАВ сильно снижают относительную проницаемость пористой среды для воды, способствуют уменьшению водонасыщенности породы, уменьшению толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов.

Наиболее подходящими для обработки промывочных жидкостей на водной основе являются неионогенные ПАВ, так как они, во-первых, мало адсорбируются на поверхности горных пород; во-вторых, весьма значительно снижают поверхностное натяжение на границе «вода – нефть» при малой концентрации.

Конкретный вид ПАВ и рецептуру обработки выбирают с учетом степени минерализации (и солевого состава) пластовой воды и водной основы промывочной жидкости, температуры во вскрываемом пласте и степени адсорбции ПАВ на поверхности горной породы. Концентрация ПАВ в фильтрате после адсорбции части его на поверхности породы должна быть достаточной для эффективного снижения поверхностного натяжения на границе раздела «вода – углеводородная среда».

2.3. Основные требования к составу и свойствам промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов

Наилучшими промывочными жидкостями для вскрытия продуктивных пластов при бурении являются газообразные агенты и безводные растворы на нефтяной основе, а также обращенные эмульсионные растворы с минерализованной водной фазой.

Наиболее прогрессивное направление в области совершенствования промывки скважины – разработка рецептур газожидкостных смесей и технологии их приготовления. Газожидкостные смеси, с одной стороны, имеют высокую несущую способность, обычно в 8–9 раз превышающую выносную спо-

способность аналогичного объема воды, а с другой стороны, не создают избыточное дифференциальное давление на забой, что обуславливает ускоренное разрушение породы и своевременное удаление ее из скважины.

Предупреждение поглощения фильтрата раствора при применении газожидкостных очистных агентов позволяет достичь следующих преимуществ при бурении [5, 34]:

- обеспечение возможности применения вращательного способа бурения с промывкой в поглощающих разрезах;

- своевременный вынос выбуренной породы по всему стволу скважины, увеличение скорости бурения;

- минимизация набухания глинистых пород при проникновении фильтрата, предупреждение затяжек инструмента, исключение необходимости калибровки ствола скважины;

- минимизация кольматации водоносного пласта, улучшение фильтрационных свойств околоскважинной зоны, повышение эксплуатационных характеристик скважин;

- упрощение конструкции скважин частичным исключением промежуточных колонн для перекрытия поглощающих интервалов;

- экономия воды, реагентов и энергии;

- уменьшение загрязнения разреза при бурении, предупредительные мероприятия по охране окружающей среды.

При разбурировании продуктивных пластов применяют промылочные жидкости на водной основе. К выбору наиболее подходящей для этой цели жидкости следует предъявить ряд требований:

- 1) фильтрат промылочной жидкости не должен способствовать набуханию глинистых частиц, соле- и пенообразованию в пористой среде горных пород, увеличению гидрофильности породы и количества физически связанной воды в порах пласта;

- 2) состав фильтрата должен быть таким, чтобы при проникновении его в пласт не происходили физические или хими-

ческие взаимодействия, сопровождающиеся образованием нерастворимых осадков;

3) гранулометрический состав твердой фазы промывочной жидкости должен соответствовать структуре порового пространства продуктивного пласта; во избежание глубокого проникновения твердых частиц в пласт в промывочной жидкости содержание частиц диаметром $d_{ч} > 1/3d_{п}$ должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы;

4) твердая фаза промывочной жидкости должна:

– обеспечивать быстрое формирование тонкой фильтрационной корки на поверхности коллектора, а не внутри его порового пространства;

– обеспечивать высокую плотность и низкую проницаемость фильтрационной корки;

– обеспечивать низкую липкость фильтрационной корки;

– обеспечивать легкость разрушения и удаления фильтрационной корки перед началом эксплуатации;

– обеспечивать минимальную концентрацию твердой фазы, но которая должна быть достаточной для формирования качественной фильтрационной корки;

5) увеличивать плотность дисперсионной среды (водной фазы) для увеличения плотности раствора;

6) обеспечивать минимальное поверхностное натяжение на границе «фильтрат – углеводородное содержимое пласта»;

7) обеспечивать минимальную водоотдачу при забойной температуре и давлении, а плотность и реологические свойства такими, чтобы дифференциальное давление при разбурировании продуктивной толщи было близким к нулю, если вскрывается пласт с аномально низким давлением – меньше нуля;

8) обеспечивать степень минерализации и солевой состав фильтрата близкими к пластовым, а осмотическое давление минимальным;

9) применять полимеры, которые со временем или при добавлении специального реагента разрушаются и удаляются из скважины при откачке;

10) обеспечивать содержание выбуренного шлама, не превышающим 2 % (идеально не более 1,5 %), так как увеличение концентрации выбуренного шлама в промывочной жидкости ведет:

- к снижению коэффициента восстановления проницаемости керна (загрязнению коллектора);
- увеличению давления отрыва корки (затруднение вызова притока);
- затруднению химической очистки забоя;
- увеличению потерь давления во время циркуляции (увеличению репрессии при вскрытии).

С точки зрения всех этих требований бесщелочные минерализованные промывочные жидкости с малой водоотдачей значительно лучше для вскрытия продуктивных пластов, нежели пресные или щелочные растворы, даже если последние имеют меньшую водоотдачу, а многокомпонентные пены гораздо эффективнее капельных промывочных жидкостей на водной основе.

При бурении первых разведочных скважин на каждой площади необходимо отбирать керн из продуктивных пластов и в лаборатории определять солевой состав флюидов каждого пласта и распределение пор по размерам. В зависимости от результатов такого анализа следует разрабатывать рецептуру промывочной жидкости для последующих скважин, прежде всего минералогический состав дисперсионной среды и гранулометрический состав твердой фазы. В реальных породах продуктивных пластов спектр пор может быть весьма широким, поэтому в состав дисперсной фазы промывочной жидкости вводят закупоривающие частицы не какого-то одного размера, а нескольких размеров с таким расчетом, чтобы они могли создать мостики на соответствующих порах и образовывать неглубоко от ствола скважины сравнительно тонкую фильтрационную корку.

2.4. Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов

Буровой раствор для вскрытия выбирают для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов выбирают, исходя из необходимости сведения к минимуму отрицательных последствий от его воздействия на фильтрационные свойства самых низкопроницаемых пород (базисных), способных отдавать содержащуюся в них нефть при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

Значение проницаемости базисной породы пласта-коллектора в эксплуатационных скважинах следует принимать равным значению этого параметра, принятому в качестве нижнего предела проницаемости по месторождению при подсчете запасов нефти.

В случае вскрытия в разрезе нескольких продуктивных пластов, представленных разными по характеристике отложениями, базисную породу выбирают из пласта с наименьшим эпигенетическим уплотнением.

Если базисная порода по своим свойствам в одинаковой мере близка к двум соседним категориям коллекторов, ее следует относить к категории пород с меньшей степенью уплотнения [5, 8].

Вид жидкой фазы бурового раствора, ингибитора и необходимость применения при вскрытии ПАВ – понизителей поверхностного натяжения на контакте «нефть – фильтрат» определяются категорией и группой породы, а также активностью пластовых жидкостей. Нефть считается активной при наличии в ней выше 0,3 % нафтеновых кислот. Остаточная вода считается активной, если преобладающим катионом в ней является натрий, а $pH > 7$.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

При выборе промывочной жидкости для разбуривания продуктивного пласта всегда следует сравнивать экономию, которая может быть получена от повышения скорости бурения скважины, с потерями, возможными в результате загрязнения продуктивного пласта и снижения дебита, а также с дополнительными затратами, которые необходимы при освоении.

3. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К СПУСКУ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Изучение данного вопроса и собственные исследования позволили обосновать наиболее важные, по нашему мнению, требования к технологии и материалам, позволяющим обеспечить необходимое качество крепления.

Говоря о требованиях к технологии цементирования, в первую очередь следует отметить, что должна обеспечиваться максимальная степень вытеснения промывочной жидкости тампонажным раствором, которая определяется:

- положением обсадной колонны в скважине (эксцентриситет);
- состоянием обсадной колонны при течении тампонажного раствора;
- режимом течения цементного раствора;
- технологической оснасткой обсадной колонны;
- видом буферных жидкостей;
- объемом буферных жидкостей;
- подготовкой ствола скважины к спуску и цементированию хвостовика.

Рассмотрим указанные факторы более подробно.

3.1. Положение обсадной колонны в скважине

Известно, что обсадная колонна всегда прилегает к стенке скважины, образуя застойные зоны, ухудшающие замещение глинистого раствора цементным [6, 10, 34]. Причем чем ближе колонна к стенке скважины, т.е. чем меньше ее эксцентricность в скважине, тем сложнее удалить глинистый раствор из защемленных зон без специальных технологических приемов. Естественно, застойную зону легче удалить при малой длине эксцентричного участка.

В большинстве случаев применяемая технология цементирования (одноразовое движение цементного раствора в зоне его подъема, иногда на незначительную высоту – 50–200 м) и свойства буровых и тампонажных растворов не могут обеспечить полного вытеснения бурового раствора в заколонном пространстве. При определенных физико-механических свойствах буровой раствор не может быть вытеснен из заколонного пространства. Одной из главных причин невозможности вытеснить буровой раствор является форма ствола, весьма далекая от цилиндрической, с её кавернами, неровностями. Кроме того, при наличии в скважине обсадной колонны обязательно образование так называемых мертвых зон, вследствие соприкосновения труб со стенкой скважины, из которых буровой раствор не может быть вытеснен.

Спущенная обсадная колонна соприкасается со стенкой скважины в некотором количестве участков. У мест прилегания возникают зоны зацементирования бурового раствора, являющиеся потенциальными зонами каналобразований. В эксцентричном кольцевом сечении циркуляция вязкопластичной жидкости восстанавливается с образованием застойных зон.

В то же время, по мнению А.И. Булатова [6], при недостаточном отклонении колонны от стенки скважины центрирующие устройства также могут быть причиной увеличения застойных зон. Поэтому при использовании пружинных центраторов цементный раствор следует продавливать в скважину только при высоких скоростях восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве.

В связи с этим обеспечение концентрического положения колонны в скважине считается одним из приоритетных направлений повышения качества цементирования. На это указывают многочисленные исследования отечественных и зарубежных специалистов и промысловый опыт.

Для скважин с горизонтальным окончанием проблема становится еще более острой, поскольку обсадная колонна всегда лежит на нижней стенке скважины, и последствия неполного

замещения бурового раствора цементным будут еще более тяжелыми, поскольку возникающая негерметичность может проявляться по всей вскрытой протяженности пласта. Центрирование обсадных колонн в горизонтальном стволе более сложно, чем в вертикальном. При этом необходимо максимально сократить расстояние между центраторами.

Вследствие невертикальности даже «вертикальных» скважин после спуска обсадной колонны она прилегает к стенке ствола. Естественно, оборудование колонны центраторами способствует центрированию колонны, но не решает полностью эту задачу. В местах прилегания колонны к стенке образуются зоны защемленного бурового раствора. Поток движущегося тампонажного раствора, даже при турбулентном режиме течения, но действующем кратковременно, не в состоянии разрушить эти зоны и удалить образующий их буровой раствор. Если поток цементного раствора движется в структурном (или в ламинарном) режиме, то разрушение зоны защемленного бурового раствора вообще не представляется возможным.

Неподвижное состояние колонны препятствует проникновению раствора в защемленные зоны и ухудшает качество крепления. Более эффективным было бы любое перемещение обсадной колонны при движении цементного раствора. При этом можно рассматривать расхаживание или вращение обсадной колонны. Последнее показало свою эффективность еще в 60–70 годах прошлого века, но с увеличением смещения забоя, усложнением профиля скважин данный технологический прием в настоящее время не применяется. Известны два примера применения вращения обсадных колонн в бывшем СССР – Узбекистан (У.Д. Мамаджанов) и Башкирия (С.М. Ахунов) и редкое производственное использование этого метода за рубежом.

В американской практике применялось вращение цементируемой обсадной колонны. Считается, что чем больше частота вращения, тем выше вероятность успешного цементирования в скважинах всех типов. Г.Р. Бауман (фирма «Ашленд эксплорэтион», Хьюстон, шт. Техас) и Б. Шерер (фирма «Александр ойл

тулз», Хьюстон) сообщили, что коэффициент замещения бурового раствора при этом превысил 92 %.

Вращение колонны в скважине с горизонтальным окончанием практически невозможно и может привести к тяжелым авариям.

Расхаживание обсадных колонн – весьма эффективный прием для повышения качества крепления.

Теоретически метод вертикального перемещения колонн более действенен для разрушения защемленного загустевшего бурового раствора в «мертвых» зонах, чем их вращение, но сравнительная эффективность методов в практических условиях не проверялась. Метод допускает и предполагает использование скребков для очистки стенки скважины от глинистой корки.

Основной причиной положительного влияния эффекта расхаживания обсадных колонн на полноту вытеснения бурового раствора является разрушение структуры бурового раствора, находящегося в защемленных зонах и остальной части заколонного пространства, за счет возвратно-поступательного движения колонны труб, которое приводит к изменению ее положения относительно стенки скважины. А это открывает доступ потоку буферной жидкости и цементному раствору в желобные выработки и застойные зоны. Механизм разрушения застойных зон различных по составу буровых растворов в результате возвратно-поступательного движения обсадной колонны в вертикальных, наклонных и горизонтальных стволах не изучен. В любом случае невытесненный буровой раствор перемешивается с цементным, и вероятность возникновения каналов в этих местах может быть сведена до нуля.

При наличии скребков в процессе расхаживания обсадной колонны повышается вероятность обеспечения контакта цементного раствора непосредственно с породами.

В зарубежной практике расхаживание обсадных колонн при продавке цементного раствора осуществляется часто даже при строительстве глубоких скважин (5000 м и более).

При планировании проведения процессов расхаживания обсадных колонн необходимо иметь представление о возникающих

при этом давлениях, в зависимости от величины размеров заколонного пространства, глубины скважины, режима расхаживания, реологических свойствах бурового и тампонажного растворов. Задача усложняется тем, что цементные растворы изменяют свои реологические свойства в зависимости от действия температуры, давления и времени расхаживания колонны. То же относится и к свойствам смеси цементного и глинистого растворов.

В настоящее время в НПО «Бурение» (г. Краснодар) разработан комплекс технологической оснастки для расхаживания колонн в процессе цементирования. Для расхаживания подвешенной обсадной колонны при цементировании можно обходиться имеющимся оборудованием и производить подъем и спуск ее далее на 2–2,5 м. Однако можно использовать усовершенствованный нагнетательный манифольд, и тогда расхаживание возможно на длину хода до 12 м.

Однако этот технологический прием также не нашел широкого распространения по тем же причинам, что и вращение колонн.

3.2. Режим течения цементного раствора

Режим течения цементного раствора – это один из важнейших факторов повышения качества крепления. Впервые важность данного фактора была показана в середине прошлого столетия и с тех пор неоднократно подтверждалась различными исследователями. Общеизвестно, что максимальное вытеснение обеспечивается при турбулентном режиме течения цементного раствора. Это было доказано теоретически и экспериментально отечественными и зарубежными специалистами. По данным специалистов фирмы Шлюмберже [9], турбулизация потока может обеспечить более полное замещение бурового раствора даже в эксцентричном пространстве (рис. 3.1, 3.2).

Турбулизация потока может быть достигнута несколькими способами: первый – увеличение скорости потока. Именно этот путь предполагается, когда даются рекомендации по цементированию колонн при скоростях восходящего потока более 1,5 м/с.

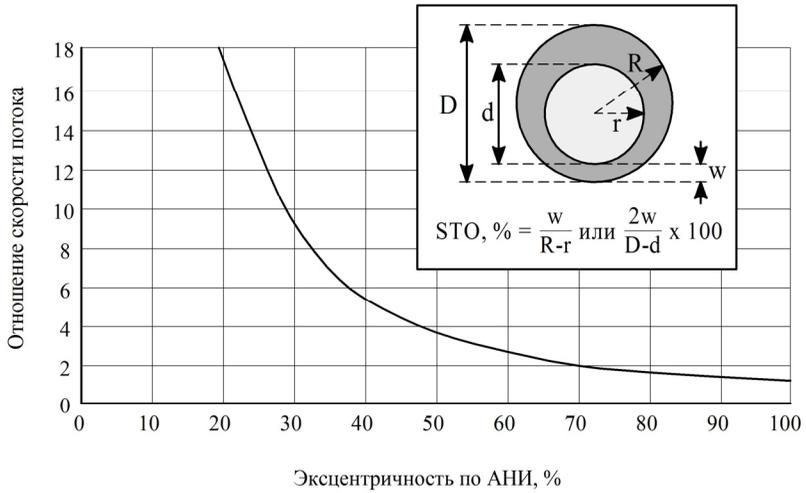


Рис. 3.1. Влияние эксцентricности колонны в скважине на критическую скорость турбулизации цементного раствора

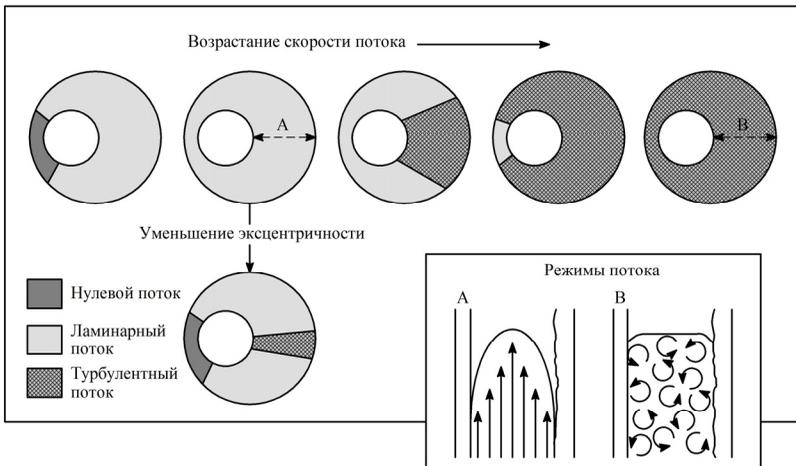


Рис. 3.2. Режимы потока в затрубном пространстве

Однако расчеты показывают, что для достижения турбулентного режима необходимы значительно большие скорости, для обеспечения которых может не хватить производительности цементовочных агрегатов. Если необходимая производительность будет обеспечена, то существует опасность гидроразрыва пластов и поглощения тампонажного раствора.

Второй путь достижения турбулентности – регулирование реологических свойств тампонажного раствора. В данном случае речь идет о динамическом напряжении сдвига и пластической вязкости раствора. Каждый из этих показателей влияет на турбулизацию, хотя считается, что влияние динамического напряжения сдвига более значительно.

Уменьшение реологических показателей тампонажных растворов может негативно сказаться на их седиментационной устойчивости, что, в свою очередь, будет влиять на качество крепления скважин.

3.3. Технологическая оснастка обсадной колонны

Применение технологической оснастки практически всегда повышает качество крепления скважин. В первую очередь это относится к центраторам для обсадных колонн.

В настоящее время широкое применение нашли пружинные центраторы, обеспечивающие беспрепятственный спуск обсадной колонны в скважину. К недостаткам пружинных центраторов следует отнести их недостаточную жесткость и несущую способность, которые не позволяют обеспечить необходимое центрирование колонны в скважине. Это в большей мере относится к горизонтальным скважинам, когда значительный вес обсадных труб приходится на центратор.

Для исключения прогиба обсадных труб от своего веса целесообразно уменьшать расстояние между центраторами.

Следует рассмотреть возможность применения в горизонтальных скважинах жестких центраторов. Они могут оказаться

эффективнее пружинных, особенно при креплении хвостовиков, когда небольшая длина горизонтального участка, имеющего меньший диаметр по сравнению с основным стволом, не создаст серьезных проблем при спуске хвостовика.

Другой элемент технологической оснастки – турбулизаторы. Как правило, их рекомендуют устанавливать в интервалах каверн, для вымыва застойных порций бурового раствора за счет турбулентного потока цементного раствора. Последнее обеспечивается вращательным движением жидкости и возмущением потока, создаваемого турбулизатором.

Исследования, проведенные в УГНТУ по очистке горизонтально ствола от выбуренного шлама в процессе углубления скважины, показали, что закрученный поток бурового раствора предупреждает образование накопления шлама в суженной части между стенкой скважины и бурильной трубой.

Подобный эффект можно ожидать при использовании турбулизаторов, размещенных на обсадной колонне в горизонтальном стволе. Закрученный поток цементного раствора будет разрушать застойную «мертвую» зону между обсадной колонной и стенкой скважины и обеспечивать лучшее заполнение затрубного пространства.

Еще один элемент оснастки – скребки. Их роль – удаление глинистой корки и улучшение контакта цементного раствора с горной породой. Оценки целесообразности их применения неоднозначны, поскольку, во-первых, глинистая корка снижает фильтрацию жидкости из цементного раствора и может предотвратить его преждевременное загустевание. Во-вторых, скребки рекомендовались при цементировании с расхаживанием обсадной колонны [15]. При использовании современных систем буровых растворов, практически не образующих фильтрационную корку, применение скребков нецелесообразно.

3.4. Виды буферных жидкостей

Под буферной жидкостью понимают промежуточную жидкость между буровым и тампонажным растворами, которая способствует повышению качества цементирования скважин и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4–1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4–0,6.

Основное назначение буферных жидкостей помимо разделения потоков цементного и бурового раствора – повышение степени заполнения затрубного пространства, удаление глинистой корки и повышение сцепления цементного камня со стенками скважины. Большинство существующих буферных жидкостей не способно выполнить указанные функции.

Буферные жидкости классифицируют по их основе: на водной, нефтяной, полимерной или на основе других органических соединений.

Как правило, буферные жидкости готовятся на водной основе, имеют низкую плотность, неудовлетворительную и неконтролируемую реологию. Жидкость с меньшей плотностью не может разделить две более тяжелые жидкости. То же относится к вязкости.

Наилучшее вытеснение промывочной жидкости в затрубном пространстве могут обеспечить вязко-упругие составы (ВУС), которые имеют аномальные реологические свойства (т.е. наличие нормальных напряжений) и способны эффективно удалять глинистый раствор из каверн и зацементирований.

В настоящее время в мировой практике используются около 100 рецептов буферных жидкостей, что связано с применением их для решения большого круга задач, возникающих при цементировании. С целью выбора для каждой конкретной операции оптимальных рецептов разработаны различные классификации.

Классификация буферных жидкостей по их свойствам и составу положена в основу отраслевого стандарта. По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей является низковязким.

В комплексе мероприятий, обеспечивающих высокую степень вытеснения бурового раствора из колонного пространства и удаление глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на однофазные, двухфазные, трехфазные и многофазные.

К однофазным относятся вода, вода с растворенными материалами (хлористый натрий, хлористый кальций, пирогосфат натрия), нефть, газ, кислоты (грязевая, соляная).

Двухфазные буферные жидкости состоят из жидкости и твердых нерастворимых (обычно абразивных) добавок (вода с пуццоланом, вода с кварцевым песком или цементом, нефть с песком или баритом).

Трехфазные буферные жидкости состоят из жидкой (вода, нефть), газообразной (азот, воздух) фаз и твердых веществ (кварцевый песок, пуццолан, цемент). В них вводят также хорошо растворимые реагенты (диспергаторы, эмульгаторы, стабилизаторы и др.).

Многофазные буферные жидкости включают в себя, кроме жидкой, газообразной фаз и химических реагентов, разнообразные твердые вещества.

Известны буферные жидкости, каждый компонент которых выполняет определенные функции.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильт-

рации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами. При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

Для снижения интенсивности частичного смешения буферной жидкости с контактирующими растворами в процессе движения их в затрубном пространстве необходимо выполнение условия, при котором ее вязкость и плотность превышали бы аналогичные показатели вытесняемой жидкости или приближались к их средним значениям для разобъемных жидкостей.

Эффективность очистки затрубного пространства от остатков бурового раствора повышают, применяя комплексные буферные жидкости. Первая их часть представлена жидкостью, отвечающей требованиям высокой степени вытеснения, вторая – жидкостью, обладающей высокой физико-химической активностью. Для головной части составной буферной жидкости лучшими являются вязкоупругие разделители.

Для предотвращения ухудшения технологических свойств некоторого объема буферной жидкости и тампонажного раствора вследствие их частичного смешения при течении в обсадной колонне, а также для улучшения качества цементирования призабойной зоны после закачки буферной жидкости следует вводить нижнюю цементировочную пробку.

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает про-

нищаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

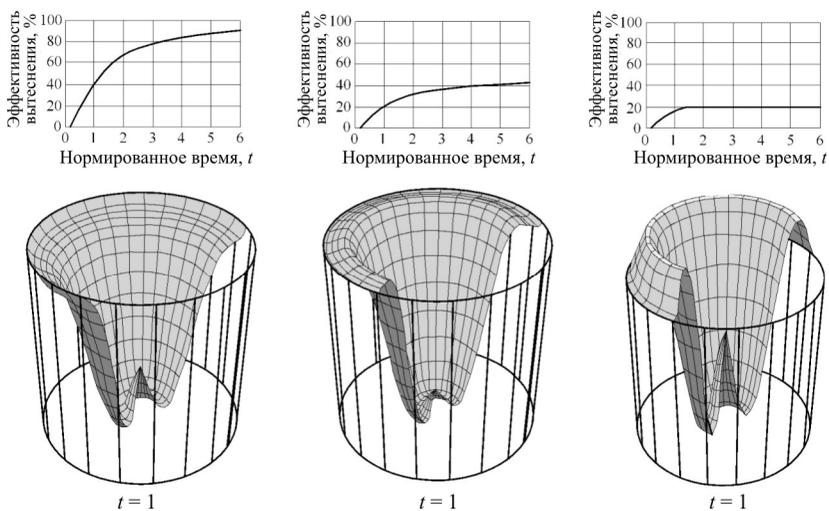
Поскольку эффект от применения буферных жидкостей возрастает с увеличением времени их воздействия на стенки скважины, то с увеличением объема закачиваемых жидкостей качество цементирования улучшается.

По воздействию на стенки скважины выделяют абразивные и неабразивные буферные жидкости; в составе первых содержатся кварцевый песок, опока или другие абразивы, способные разрушать глинистую корку на стенках скважины. Кроме того, буферные жидкости могут различаться по степени физико-химического воздействия на глинистую корку и застойные зоны глинистого раствора (в результате добавок кислот, щелочей, растворов ПАВ), плотности и устойчивости к температурному воздействию.

3.5. Объем буферных жидкостей

Зоны смешения контактирующих жидкостей (промывочная жидкость – буфер, буфер – цементный раствор) могут составлять сотни метров по обсадной колонне или стволу скважины, что может составлять по объему до десяти кубических метров. При небольших объемах цементного раствора он весь может попасть в зону смешения и, следовательно, ухудшить свои свойства и свойства полученного камня.

Поэтому увеличение объема буферной жидкости может положительно сказаться на разделении промывочной жидкости цементного раствора, но не избавит от ухудшения свойств тампонажного материала. Очевидно, основное смешение происходит при закачке цементного раствора в трубы. Это связано с тем, что плотность буферной жидкости намного меньше плотности цементного раствора, и последний проваливается в буферный раствор и интенсивно с ним перемешивается.



Увеличение диаметра обсадной колонны или дифференциала давления между растворами →

Рис. 3.3. Механизм смешения цементного и бурового раствора в трубах

На рис. 3.3 показана схема образования зоны смешения при закачке цементного раствора в скважину [9].

3.6. Подготовка ствола скважины к спуску и цементированию

Согласно правилам ведения буровых работ до спуска обсадных колонн в скважине должны быть ликвидированы все осложнения и изолированы зоны потенциальных осложнений. Поэтому при подготовке скважины особого внимания требуют интервалы с высокопроницаемыми и поглощающими пластами.

Наиболее часто встречающимся методом изоляции интервалов с высокопроницаемыми и поглощающими пластами является установка цементных мостов в этих интервалах [6,7]. Также практикуется применение различных тампонирующих составов и проведение селективной изоляции с использованием пакерующих устройств.

Одним из перспективных методов подготовки ствола скважины к цементированию является кольматация проницаемых пластов. Впервые данный технологический прием был применен Ф.А. Агзамовым, Ю.С. Кузнецовым, М.Р. Мавлютовым в 1973 году с использованием вибрационной обработки ствола скважины. В дальнейшем были разработаны научные основы и технология управляемой кольматации, а также различные устройства для ее реализации. При этом управляемая кольматация использовалась как при бурении скважин, так и для их подготовки к спуску и цементированию обсадных колонн.

Управляемая кольматация стенок скважины осуществляется за счет направления струи бурового раствора, содержащего твердую фракцию, на стенку скважины. Данный метод изоляции высокопроницаемых пластов эффективен в терригенных и карбонатных горных породах с высокой пористостью. Так, после такой обработки максимально допустимое давление на пласт в конце цементирования может быть увеличено на 12–15 МПа.

Обработка ствола скважины пульсирующим потоком (знакопеременными давлениями) промывочной жидкости имеет преимущества в сравнении с обработкой того же ствола потоком без пульсации. При этом образуется плотная глинистая корка малой толщины и малой проницаемости, способная выдерживать большие перепады давления и давать меньшую усадку при твердении тампонажного раствора в заколонном пространстве.

Отсутствие на стенке корки или малая ее толщина при образовании кольматационного экрана обеспечивают плотный контакт цементного камня с породой и предупреждают образование зазоров, каналов заколонных перетоков, кольматационный экран исключает глубокое проникновение цементного раствора в пласт и необратимое ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов. Экран ограничивает гидродинамическую фильтрацию воды из цементного раствора в пласт при продавке и не исключает обратное осмотическое поступление воды из пласта в твердеющий цементный раствор по мере гидратации еще негидратированной части цемента, покрывая по-

требность цемента в воде и частично исключая его усадку, не допуская образования заколонных каналов и прорыва пластового флюида.

Для проведения кольматации стенок скважины в компоновку низа бурильной колонны включается кольматационный переводник, который устанавливается непосредственно над долотом.

Кольматационный переводник представляет собой стандартный наддолотный переводник с одной или двумя сменными гидромониторными насадками, расположенными на его стенках и направленными под прямым углом к оси скважины. Присоединительные резьбы переводника – замковые стандартные, размер резьбы зависит от типа компоновки, в которую включается кольматационный переводник.

Кольматационные экраны в ПЗП предотвращают загрязнение продуктивных пластов буровыми и цементными растворами в процессе цементирования обсадных колонн. При вторичном вскрытии (перфорации) такие экраны легко разрушаются, и затруднений в процессе освоения скважины не происходит. Особенностью кольматационного слоя является то, что величина депрессии для его разрушения на порядок меньше репрессии, при которой происходит его формирование. Величина депрессии разрушения слоя составляет 0,5–1,5 МПа. Происходит повышение давления ГРП на 15–20 МПа, а это – давление, создаваемое 750–1000 м цементного раствора плотностью 1900 кг/м³.

4. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К КРЕПЛЕНИЮ

4.1. Подготовка обсадных труб

В подготовку обсадных труб входят проверка качества их изготовления и обеспечение сохранности при транспортировании к месту проведения работ и погрузо-разгрузочных операциях, а также при их перемещении на буровой.

При хорошей организации контроля обсадные трубы неоднократно подвергаются проверке и проходят следующие виды контрольных испытаний и обследований:

- гидравлические испытания на заводах-изготовителях;
- обследование наружного вида обсадных труб, проверку резьб и шаблонирование внутреннего диаметра труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия;
- гидравлические испытания обсадных труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия, в отдельных случаях испытания труб можно проводить непосредственно на буровой;
- визуальное обследование доставленных на буровую труб, промер длины каждой трубы;
- шаблонирование, проверку состояния резьбы трубы над устьем скважины во время спуска обсадной колонны.

Завод-изготовитель при проверке качества готовой продукции проводит гидравлические испытания обсадных труб. По действующим инструкциям необходимо испытывать все трубы диаметром до 219 мм включительно и 30 % труб диаметром свыше 219 мм. Каждая труба поступает на испытание с навинченной и закрепленной муфтой.

Трубы испытывают опрессовкой внутренним давлением. Его величина рассчитывается по формуле

$$p = \frac{200\delta[\sigma]}{D},$$

где D – наружный диаметр трубы, мм; δ – толщина стенки трубы, мм; $[\sigma]$ – допустимое напряжение в теле трубы на разрыв, МПа.

При $D \leq 219$ мм имеем $[\sigma] = 0,8\sigma_t$, а при $D > 219$ мм – $[\sigma] = 0,6\sigma_t$.

Под давлением труба должна находиться не менее 10 с. Обсадная труба признается годной, если на ее внешней поверхности не обнаруживается никаких следов проникновения влаги изнутри.

На трубопрокатном заводе, как правило, перед навинчиванием муфты резьба трубы должна быть смазана специальной смазкой, обеспечивающей высокую герметичность соединения как при пониженных, так и при высоких температурах. Если этого не сделано, на трубной базе или на буровой муфту отвинчивают, резьбу очищают жесткой волосяной или капроновой щеткой, промывают углеводородной жидкостью. Затем на нее наносят специальную смазку и навинчивают муфту, контролируя при этом крутящий момент. Так же очищают и смазывают резьбу на другом конце трубы. Для смазки резьбы обсадных труб, спускаемых в нефтяные добывающие и нагнетательные скважины с невысокими температурами, можно использовать глицирино-графитовые смазки с добавлением порошков меди и свинца или смазку Р-2 на силиконовой основе. Для обсадных колонн, спускаемых в газовые, газоконденсатные, а также высокотемпературные скважины, такие смазки непригодны, так как не обеспечивают герметичности при высоких перепадах давлений и повышенных температурах. В этих случаях повышать герметичность резьбовых соединений следует путем металлизации либо с помощью специальных смазок на базе эпоксидных смол (например, УС-1, герметик КИИИ НП-2), либо при помощи фторопластовой ленты ФУМ.

На трубно-инструментальной базе бурового предприятия все трубы, прошедшие осмотр и инструментальный контроль,

подвергают гидравлическим испытаниям на специальных стендах. Предельное давление при испытании определяют в зависимости от ожидаемых максимальных давлений. Для эксплуатационных и промежуточных колонн оно должно превышать ожидаемое внутреннее избыточное давление на 5–20 %. Но при этом давление испытания не должно превышать допустимых значений, определенных по формуле. Трубу выдерживают под максимальным давлением не менее 10 с и слегка обстукивают ее поверхность вблизи муфты. Труба признается годной, если не обнаруживается никаких следов проникновения влаги изнутри. У прошедшей испытания трубы на прочищенные и смазанные резьбы навинчивают специальные предохранительные колпаки для их защиты от повреждения при транспортировке на буровую.

Обсадные трубы, предназначенные к спуску в скважину, должны быть доставлены на буровую и разложены на стеллажах в порядке, соответствующем прочностным расчетам обсадной колонны и порядку спуска их в скважину. В процессе подготовки труб к спуску в скважину необходим тщательный осмотр наружной поверхности каждой трубы.

Трубы, имеющие изъяны проката в виде плен, закатов, шлаковых включений, расслоений металла, вмятин, трещин, песочин, а также кривизну, превышающую 1,3 мм на 1 м на концевых участках, равных 1/3 длины трубы, испорченную резьбу на концах или в муфтах, бракуются и заменяются.

Конусность резьбы по наружному диаметру ниппельной части трубы и внутреннему диаметру муфты следует проверять гладкими калибрами. Ширина пластинчатого щупа, применяемого для этой цели, должна быть не более 5 мм.

Допустимые отклонения (в мм) от номинальных размеров резьб по конусности (отклонения от разности двух диаметров на длине резьбы 100 мм) не должны превышать:

- для ниппеля +0,36–0,22,
- для муфты +0,22–0,36.

Резьбы муфт и труб, а также подготовленные под сварку концы труб должны быть гладкими, без заусенцев и других эффектов.

После наружного осмотра все трубы, признанные пригодными к спуску в скважину, шаблонируются жесткими двойными шаблонами.

После шаблонирования обсадные трубы, предназначенные для комплектации промежуточных и эксплуатационных колонн, должны опрессовываться водой. Величина давления опрессовки определяется для каждого случая отдельно. При расчете давления опрессовки обсадных труб на поверхности для газовых (газоконденсатных) скважин учитываются радиальные давления, действующие на обсадную колонну в момент ее испытания на герметичность. При этом принимается следующее:

а) изменение давления за обсадной колонной соответствует давлению гидростатического столба промысловой жидкости удельного веса, равного удельному весу раствора, применяемого перед цементированием;

б) давление на устье при испытании колонны на герметичность равно пластовому;

в) обсадные трубы на поверхности опрессовываются на давление, большее на 15–20 %, чем действующие внутренние давления в колонне при испытании ее на герметичность;

г) изменение давлений по глубине следует линейному закону.

Рекомендуется осуществлять переход на другую величину давления через каждые 40–50 кгс/см².

При подготовке обсадных труб со сварными соединительными элементами осуществляется подготовка концов под сварку. С помощью 10%-ного раствора кальцинированной соды с обработанных концов удаляются ржавчина, масла и другие жиры, после чего они протираются ветошью насухо. Если колонны спускаются с применением специальных хомутов, необходимо проверить величину проточек под хомут предельными скобами, и трубы, имеющие больший диаметр проточки, чем предельная скоба, должны быть отбракованы. Отбраковываются также трубы, имеющие на концах прослабленные проточки под центрирующие кольца.

4.2. Компоновка обсадной колонны

Элементы оснастки обсадных колонн представляют собой комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и последующей нормальной эксплуатации скважин.

Башмак (рис. 4.1) с направляющей насадкой предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны в целях повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках. Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке. Направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при последующем углублении ствола их разбуривают.

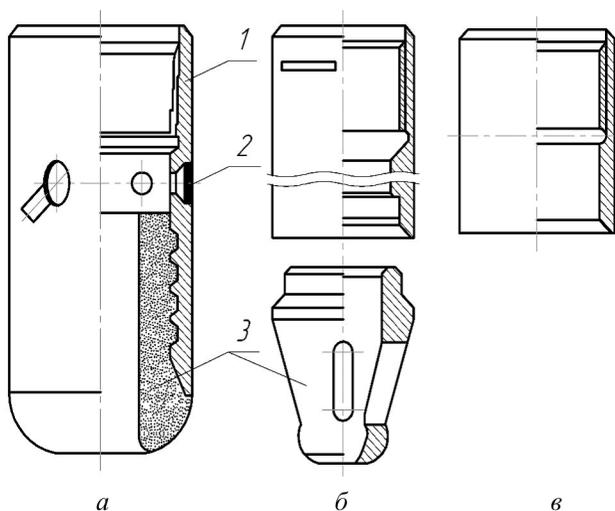


Рис. 4.1. Башмаки колонные типов БКМ (а), БП с чугунной направляющей насадкой (б) и Б (в): 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок в целях исключения работ по разбуриванию металла на забое.

Башиачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промывочных отверстий направляющей насадки.

Обратный клапан предназначен для предотвращения потока бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10–20 м выше него.

Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают три группы обратных клапанов: 1) исключающие перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину; 2) обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определенном (задаваемом) перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключающие возможность обратной циркуляции раствора; 3) обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус (ЦКОД) (рис. 4.2).

Если возможны газонефтеводопроявления, но отсутствуют поглощения, то при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин следует применять обратные клапаны соответственно первой и второй групп. При возможности поглощения и отсутствии проявления пластов целесообразно использовать клапаны третьей группы при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин.

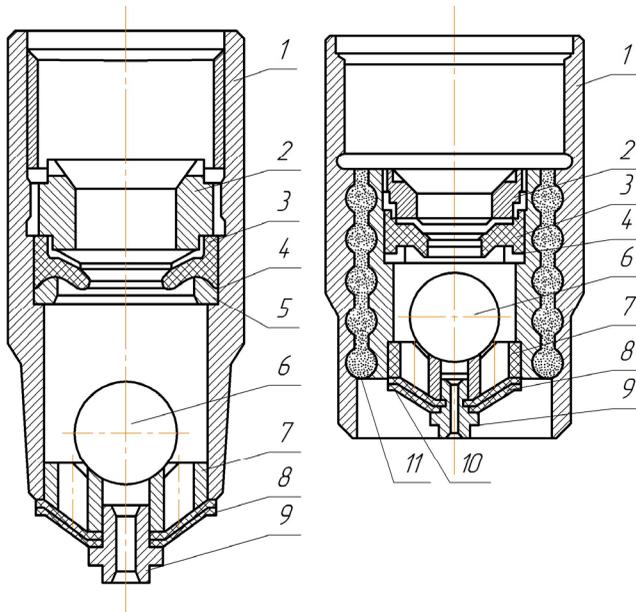


Рис. 4.2. Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД-2 (б):
 1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор резиновых шайб;
 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар;
 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана;
 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или
 пластмассовая подвеска

Упорное кольцо (кольцо «стоп») предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготовляют из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстояния 10–30 м от башмака [5, 33].

Центраторы применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины в целях равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором и качественного разобщения пластов. Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытес-

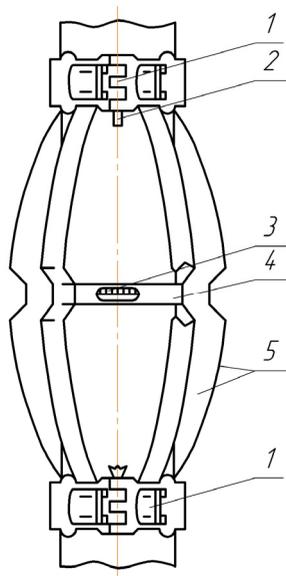


Рис. 4.3. Пружинный центратор:
 1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья;
 4 – ограничительные кольца;
 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

Скребки используют для разрушения корки бурового раствора на стенках скважины при расхаживании обсадной колонны в процессе ее цементирования и образования прочного цементного кольца за обсадной колонной. Проволочные скребки корончатого типа (рис. 4.4) комплектуют упорным кольцом «стоп» с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них.

Турбулизаторы (рис. 4.5) предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. Лопастные турбулизаторов

нения бурового раствора тампонажным вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов.

Центраторы по конструкции делятся на разъемные и неразъемные, пружинные и жесткие, а по характеру закрепления пружинных планок – на сварные и разборные. Их обычно устанавливают в средней части каждой обсадной трубы, т.е. в местах наибольшего изгиба.

При креплении наклонно-направленных скважин применение центраторов обязательно [5, 8, 33].

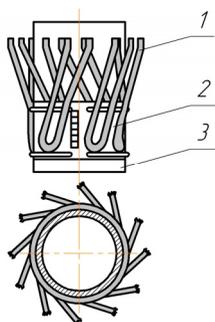


Рис. 4.4. Скребок разъемный типа СК: 1 – рабочий элемент; 2 – корпус; 3 – штырь

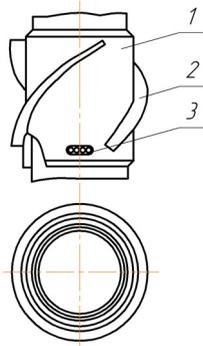


Рис. 4.5. Турбулизатор: 1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – спиральный клин

могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя слоями кордной хлопчатобумажной ткани).

Муфты ступенчатого цементирования применяют для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту (до 3000 м и более). При оснащении обсадных колонн указанными муфтами становится возможным цементирование скважин в две ступени как с разрывом во времени между ступенями, так и без него. Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметрами от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без разрыва. Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 (рис. 4.6) используют для оснащения обсадных колонн диаметрами 273–340 мм.

В стволе скважин их рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желобообразования, а в наклонно направленных скважинах – также в вертикальной части ствола [5, 8, 33].

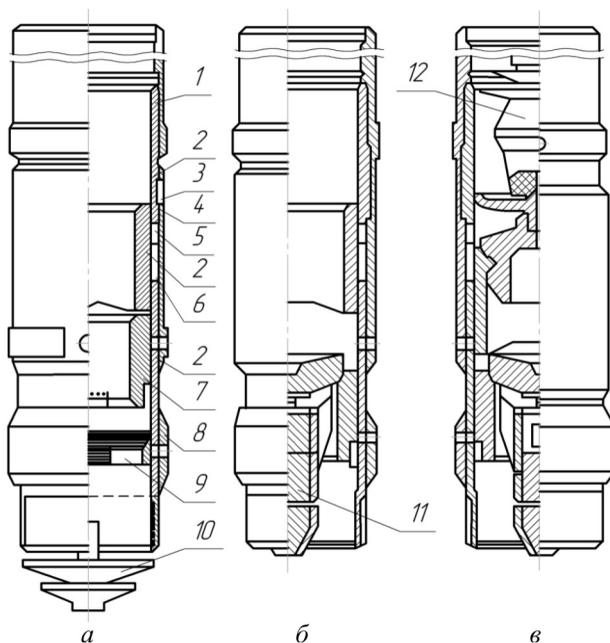


Рис. 4.6. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-2:
а, б, в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – срезные винты; 3 – стопорное кольцо; 4 – заслонка; 5 – сухарь;
 6, 7 – верхняя и нижняя втулки; 8, 9 – наружное и внутреннее упорные кольца; 10, 11, 12 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

Разъединители хвостовиков и секций обсадных колонн предназначены для безопасного спуска на бурильных трубах и для цементирования потайных колонн (хвостовиков) или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб. Разъединители делятся на резьбовые (рис. 4.7) (левая резьба) и безрезьбовые, к которым относятся кулачковые, замковые и штифтовые разъединители. Разъединители оснащены внутренним пакерующим узлом для обеспечения циркуляции жидкости через башмак потайной колонны или секции обсадной колонны после отсоединения обсадных труб от бурильных

в разъединителе и цементирования их. Наличие секционной разъединительной пробки в разъединителях позволяет в процессе цементирования потайных колонн или секций обсадных колонн разобцать тампонажный раствор и продавочную жидкость [8, 12].

Подвесные устройства (рис. 4.8) применяют для подвешивания хвостовиков или секции обсадных колонн в стволе скважины в целях предотвращения их изгиба от действия собственного веса. Глубинную подвеску потайных колонн или секций обсадных колонн при креплении скважин производят тремя способами: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности. Потайные колонны и секции обсадных колонн можно подвешивать на цементном камне в обсаженной и необсаженной частях ствола без ограничений их длины, глубины скважины и кольцевых зазоров, но при обязательном подъеме тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны [5, 12, 34].

Соединители секций обсадных колонн предназначены для глубинной стыковки секций обсадных колонн и образования с их помощью сплошной обсадной колонны. Они подразделяются на устройства для соединения цементируемых и нецементируемых (съемных) секций обсадной колонны. Соединители должны

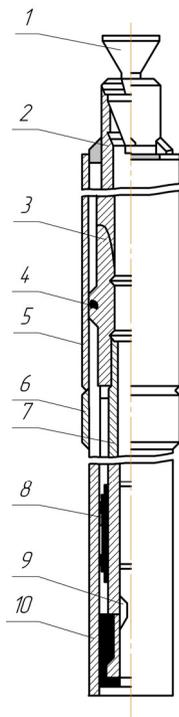


Рис. 4.7. Резьбовой разъединитель: 1, 9 – верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 – переводник; 3 – nipple с левой резьбой; 4 – уплотнительная манжета; 5 – раструб; 6 – муфта с левой резьбой; 7 – несущая труба; 8 – пакерующий узел; 10 – обсадные трубы хвостовика

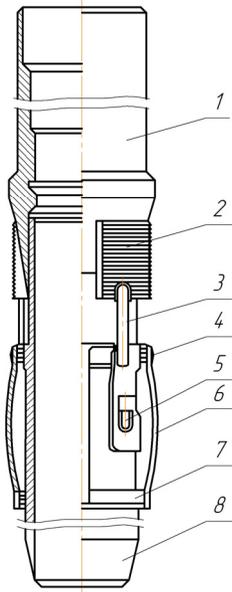


Рис. 4.8. Механическая клиновая подвеска в транспортном положении: 1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный центратор; 8 – корпус

обеспечить соосность соединяемых секций, герметичность соединения секций обсадных колонн и проходимость по ним долот, инструментов и приборов.

Герметизирующие устройства применяют для герметизации верхней части зацементированных потайных колонн или секций обсадных колонн. Они перекрывают кольцевое закоронное пространство.

Наружные пакеры для обсадных колонн применяют в целях качественного разобщения и изоляции продуктивных горизонтов, близкорасположенных пластов с большим перепадом пластовых давлений, а также для предупреждения затрубных газонефтеводопроявлений. Они могут быть гидравлического или механического действия и срабатывают после достижения давления «стоп» в конце процесса цементирования.

Заколонные гидравлические пакеры предназначены для разобщения пластов – двухступенчатого и манжетного цементирования обсадных колонн. Для предотвращения затрубных перетоков, газонефтеводопроявлений и разрушения цементного кольца в процессе бурения скважины под эксплуатационную колонну применяют гидравлические пакеры для герметизации башмака обсадной колонны.

Разделительные цементировочные пробки используют для разобщения тампонажного и бурового растворов, а также про-

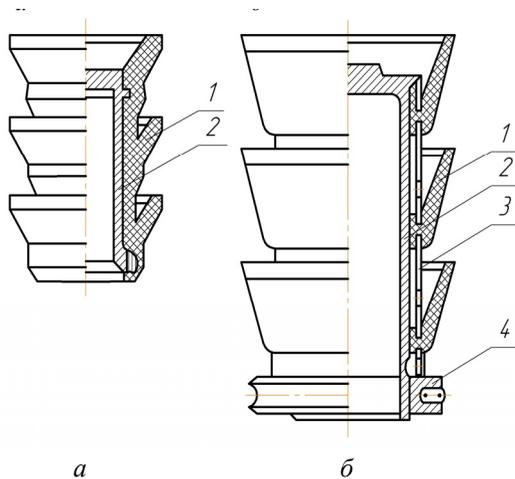


Рис. 4.9. Пробки продавочные верхние типа ПП:
а – с гуммированными резиновыми манжетами;
б – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновые манжеты; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

давочной жидкости при цементировании обсадных колонн. Кроме того, их применяют для получения сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора [5, 34]. Они делятся на нижние и верхние (рис 4.9). Нижнюю пробку вводят в обсадную колонну непосредственно перед закачкой тампонажного раствора для предотвращения его смешивания с буровым раствором, верхнюю – после закачки тампонажного раствора и перед закачкой продавочной жидкости. При цементировании потайных колонн и секций обсадных колонн используют верхние двухсекционные пробки, состоящие из двух частей: нижней части, подвешиваемой на средних калиброванных штифтах в обсадной трубе, соединенной с бурильной колонной, и верхней части, продавливаемой по бурильным трубам.

4.3. Подготовка ствола скважины

Комплекс работ по подготовке ствола скважины к креплению обсадными колоннами должен обеспечить не только успешный их допуск до намеченной глубины, но и нормальный процесс цементирования с качественным замещением бурового раствора в кольцевом пространстве цементным раствором. Последовательность работ по подготовке ствола скважины следующая. В процессе последнего долбления перед электрометрическими работами в буровой раствор вводятся различные добавки, способствующие увеличению его качества и уменьшению опасности прихвата колонны бурильных и обсадных труб. Такими добавками могут быть нефть, графит, поверхностно-активные вещества, пеногасители и другие.

По данным электрометрических работ, проводившихся как в процессе бурения, так и при достижении требуемой глубины, выявляются интервалы сужений, номинального диаметра, каверн и желобных выработок по стволу скважины, а также интервалы со значительными изменениями зенитного и азимутального углов искривления. При этом за основу берутся данные стандартного каротажа, кавернограммы, профилеграммы и инклинограммы.

Используя комплекс этих данных, намечается план подготовки ствола скважины. Проработка его является непременным условием успешного выполнения комплекса работ по креплению, так как она восстанавливает номинальный диаметр в зонах сужений и ликвидирует возможные уступы, образовавшиеся при бурении.

В последнее время все шире внедряются проработка и шаблонирование ствола колонной бурильных труб с повышенной жесткостью нижней части. Шаблонирование скважины обычно после проработки, и это является заключительной операцией по подготовке ствола под спуск колонны. Проработку рекомендуется проводить роторным способом, так как при этом гарантируется постоянное вращение долота, а вращающаяся колонна бу-

рильных труб улучшает условия выноса шлама из скважины. Прорабатывать следует новыми долотами при следующих механических скоростях проработки: места сужений 20–25 м/ч, во всех остальных случаях 35–40 м/ч.

Компоновка нижней части бурильной колонны при проработке скважины остается той же, что и в процессе бурения нижнего интервала.

При проработке должен соблюдаться следующий режим:

1. Параметры бурового раствора, подаваемого в скважину на протяжении всего процесса, должны соответствовать значениям, предусмотренным геолого-техническим нарядом (ГТН).

2. Промывка скважины должна осуществляться с теми же расходом и скоростью восходящего потока бурового раствора, с которыми разбуривался последний интервал (во избежание гидроразрыва пластов и поглощения).

3. Скорость вращения стола ротора должна быть не меньше, чем при бурении прорабатываемых интервалов.

4. Подачу долота осуществлять непрерывно с нагрузкой на долото до 2–4 т, не допуская длительной работы на одном месте, так как при этом возможно произвольное забуривание нового ствола, особенно при наличии кривизны более 6–8°.

5. Не допускать резких гидродинамических колебаний давления в скважине при спуске колонны бурильных труб в промежуточных интервалах между прорабатываемыми зонами или при быстром спуске на длину ведущей трубы с вращением бурильной колонны и наличием циркуляции. Необходимо спуск колонны бурильных труб осуществлять на таком же режиме, который применялся в данной скважине в процессе бурения [36].

При достижении забоя скважина интенсивно промывается в течение 1,5–2 циклов с доведением параметров бурового раствора до величин, указанных в плане работ на спуск обсадной колонны или в ГТН.

В случае необходимости и особенно при спуске промежуточных колонн на большие глубины ствол скважины шаблонируется. Шаблирование может быть одно- или двухкратным

с постепенным увеличением жесткости нижней части колонны бурильных труб.

Компоновка нижней части колонны бурильных труб может быть следующих типов [5, 12, 34]:

а) долото, 10–12 м утяжеленные бурильные трубы (УБТ), расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

б) долото, 10–12 м УБТ, расширитель (центратор), 10–12 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

в) долото, 24–27 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

г) долото, расширитель (центратор), 10–12 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы;

д) долото, 0,5–0,7 м УБТ, расширитель (центратор), 5–6 м УБТ, расширитель (центратор), 10–12 м УБТ, расширитель (центратор), остальная часть УБТ и бурильные трубы.

При шаблонировании ствола скважины, не имеющего значительных осложнений, обычно используется компоновка типа А или В. В случае спуска жесткой обсадной колонны на значительную глубину при наличии стесненных кольцевых зазоров или значительных изменений азимута и угла искривления скважины после применения компоновки типа А или В ствол шаблонировается повторно компоновкой типа Г или Д.

После допуска бурильной колонны с жесткой компоновкой до забоя скважину интенсивно промывают и поднимают бурильные трубы на поверхность, не допуская появления затяжек.

При подъеме бурильной колонны после проработки или шаблонирования измеряют ее длину и таким образом уточняют длину скважины; при этом надо иметь в виду, что действительная длина ствола скважины больше суммарной длины поднятых из нее бурильных труб на величину удлинения колонны.

Учитывая повышенную (против применявшейся в процессе бурения) жесткость нижней части бурильной колонны, необходимо ограничивать скорости спуска и подъема. В противном случае может возникнуть гидроразрыв пород с погло-

щением бурового раствора или внезапное расклинивание жесткой части колонны.

4.4. Рекомендации по промывке скважин

От степени очистки ствола скважины зависит качество разобщения пластов. Наличие в стволе зон, где скапливается буровой шлам, ведет к образованию в этих местах каналов, вдоль которых возможны в дальнейшем затрубные перетоки.

Обломки породы могут оседать в различных желобах, кавернах, образуя в этих местах высоковязкие малоподвижные пасты из бурового раствора, особенно в случае разбуривания глинистых пород. Если в процессе бурения наличие таких скопленений и не вызывает особых осложнений, то их следует считать основными причинами различных газонефтепроявлений и прежде всего в интервалах, где рядом располагаются пласты с различными давлениями.

Перед спуском обсадной колонны ствол скважины необходимо промывать высококачественным буровым раствором, удовлетворяющим основным требованиям теории промывки [5, 6, 12]. Для обеспечения возможности увеличения расхода жидкости проработку ствола скважины перед спуском колонны следует вести роторным способом.

Промывка скважины должна производиться только буровым раствором, тщательно очищенным от выбуренной породы. Медленное вращение инструмента в процессе промывки во всех случаях облегчает очистку ствола.

Для получения качественной очистки ствола скважины от шлама необходимо промывать скважину буровым раствором с минимально возможными в рассматриваемом районе вязкостью, динамическим и статическим напряжениями сдвига.

Высокое качество бурового раствора при подготовке ствола достигается грубой очисткой виброситами и тонкой очисткой гидроциклонами и др. Это предотвращает образование в скважине толстых корок с включениями шлама и обеспечивает качество бурового раствора.

Для лучшей очистки ствола, особенно его кавернозных интервалов, промывку следует вести, установив в нижней части бурильной колонны долото с турбобуром очень малой мощности (удалив, например, из стандартного до 70 % ступеней), при низкой частоте вращения бурильных труб. Эффективность очистки в зоне долота зависит от кинетической энергии вращающегося потока.

В процессе промывки ствола рекомендуется периодическая максимально возможная разгрузка инструмента на забой с последующим приподъемом. Это способствует дроблению крупных кусков горной породы в стволе скважины и облегчает их удаление.

Рекомендуемый режим промывки – турбулентный.

Режим и производительность промывки определяются ее параметрами, текучестью, а также размером и формой частиц породы. Поскольку размер и форма кольцевого пространства скважины переменные, создаются условия для возбуждения турбулентных зон в определенных участках ствола (особенно при вращении труб) при числах Рейнольдса ниже критических (1100–1200). В условиях турбулентного течения падение частиц породы происходит быстрее, чем при структурном режиме обтекания, и рассчитывать промывку следует, исходя из зависимостей, построенных на основе уравнения Риттингера.

Контролировать промывку следует по изменению концентрации шлама в промывочной жидкости. Постепенное уменьшение концентрации и ее стабилизация характеризуют окончание промывки. Если по истечении расчетного времени концентрация шлама не уменьшается, промывку необходимо прекратить, поскольку это свидетельствует об осыпании пород и образовании каверн. В таком случае статическое напряжение сдвига промывочной жидкости после прекращения циркуляции и извлечения труб в вертикальной скважине должно обеспечивать удержание шлама во взвешенном состоянии.

4.5. Спуск обсадных колонн в скважину

4.5.1. Способы спуска обсадной колонны

Обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от забоя и до устья или отдельными секциями с разрывом во времени крепления ствола [5, 6, 12].

Способ спуска колонн и порядок спуска секции зависят от геологических, технических и технологических условий проходки скважины, а именно:

- от назначения обсадной колонны;
- глубины спуска;
- конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;
- техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;
- давления высоконапорных горизонтов и градиента гидроразрыва пластов, перекрываемых колонной;
- гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможности углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны в один прием от забоя до устья скважин используется при следующих условиях:

а) для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются в течение трех-четырех суток при оставлении их без промывки, т.е. за время, необходимое для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны;

б) при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы;

в) при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;

г) при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

При разработке конструкций глубоких скважин должны использоваться безмуфтовые резьбовые или сварные обсадные колонны, которые позволяют усовершенствовать конструкции многоколонных скважин, осуществлять крепление стволов при малых кольцевых зазорах, значительно увеличивать проектные глубины бурящихся скважин и изолировать интервалы осложнений, крепление которых не было предусмотрено первоначальным проектом работ.

Использование сварных эксплуатационных колонн в газовых скважинах обеспечивает и гарантирует их герметичность.

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

а) если призабойная зона не промывается в течение полутора-двух суток и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или астическое течение горных пород и др.);

б) если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

в) при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом гидроразрыва;

г) когда с целью сохранения верхней части обсадной колонны от протирания в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней ее части;

д) если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим условиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

– перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

– надежно изолировать два или более продуктивных горизонтов скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;

– применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечиваются эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

– экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают, исходя из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

1. Сплошные – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

2. Хвостовики – для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

3. Потайные колонны – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнения и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

4.5.2. Технология спуска обсадных колонн в скважину

Спуск обсадных колонн является наиболее ответственным этапом в цикле работ по креплению скважин. Поэтому подготовка к проведению этой работы и ее выполнение должны отличаться четкостью и точностью действий, а также согласованностью между всеми участниками выполнения данной операции.

В соответствии с планом работ собирается нижняя часть колонны: башмак с направляющей пробкой и обратные клапаны заблаговременно устанавливаются на обсадных трубах. Перед спуском их в скважину повторно проверяются качество их крепления и работоспособность. Перед соединением обсадной трубы со вторым обратным клапаном с предыдущей (нижней трубой) на обсадную трубу надевается кольцо жесткости, а нижняя труба заполняется буровым раствором (во избежание образования воздушной пробки). После соединения двух обсадных труб и их крепления к зоне соединения подводится кольцо жесткости, которое обваривается с двух концов прерывистым швом. Затем таким же способом соединяется обсадная труба, имеющая с верхнего конца удлиненную муфту с кольцом стоп. Места установки центрирующих фонарей и скребков определяются в плане работ.

Обсадные трубы к спуску в скважину подготавливаются на стеллажах. Снимаются предохранительные ниппели и закрепляются кольца, очищается от смазки резьба, и труба подается на буровую. В процессе спуска колонны буровой мастер проводит повторный замер каждой трубы стальной рулеткой и на основании этих замеров ведет замер фактической длины спускаемой обсадной колонны.

При подаче в буровую каждая обсадная труба шаблонируется повторно. Для предотвращения падения шаблона внутрь спущенной в скважину части обсадной колонны необходимо для повторного шаблонирования применять шаблоны плавающего типа.

В связи с тем, что резьбовые соединения обсадных труб не всегда обеспечивают надежную герметичность обсадных колонн, для повышения ее, а также с целью нормального свинчивания обсадных труб без задигов и заеданий поверхность резьб следует покрывать специальными уплотнительными составами – смазками, которые должны противостоять высоким контактными давлениям, возникающим на поверхности витков резьбы в процессе ее свинчивания и докрепления.

Свойство смазок предохранять резьбовые соединения от задигов обеспечивается за счет таких компонентов, как графит и чешуйчатая медь, а уплотняющая способность состава достигается посредством добавок свинцового порошка и цинковой пыли.

Для повышения степени герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах с забойными температурами до 130 °С разработан и рекомендован к промышленному применению полимеризующийся уплотнительный состав УС-1. К недостаткам этого состава следует отнести необходимость введения в него отвердителя непосредственно перед применением, что в определенной мере ограничивает сроки его использования, и присущую смазке УС-1 токсичность, в связи с которой требуется выполнение специальных правил техники безопасности при работе с ней.

Эффективное уплотнение резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб как в заводских, так и в промысловых условиях до температур 200 °С может быть достигнуто за счет использования перспективного фторопластового уплотнительного материала – ленты ФУМ.

Соединение резьб спускаемых труб производится либо с помощью ключа типа ПБК с последующим докреплением машинным ключом, либо специального кругового ключа также с последующим докреплением. Нормальным соединением труб считается такое положение ниппеля и муфты, при котором ниппель ввернут на всю длину резьбы ± 1 нитка. Такое же требование относится и к заводской навертке муфты на трубу. При отклонении от этих условий наворот следует прекратить и обсадную трубу заменить.

Не допускаются всевозможные обварки муфт с целью усиления резьбового соединения при ненормальном навороте трубы, так как обычно резьба в таком соединении нарушена и даже смята.

Во избежание смятия труб при докреплении резьбового соединения необходимо следить за тем, чтобы плашки (сухари) машинного ключа выступали из пазов не больше чем на высоту насечки плашек (на 2–3 мм).

Для ускорения процесса свинчивания обсадных труб и лучшей их центровки на высоте 8–10 м от пола буровой укрепляется площадка для верхового рабочего

Колонна должна плавно сниматься с ротора и также плавно спускаться в скважину, не допуская разгрузки более 5–8 тс ниже полного веса колонны, фиксируемого индикатором веса в процессе спуска. Однако при наличии в скважине значительных колебаний зенитного и азимутального углов искривления скважин, а также малых кольцевых зазоров (11–13 мм) при большой жесткости обсадных колонн разгрузка может допускаться до 15–20 тс.

Посадка колонны на ротор на спайдере также должна производиться плавно без резкого торможения и удара.

При значительном весе обсадной колонны ее спуск следует производить с постоянным торможением силовым приводом

лебедки. Электродвигатели при этом будут работать в рекуперативном режиме, а двигатели внутреннего сгорания – в компрессорном.

В процессе спуска обсадных колонн следует непрерывно следить за изменением веса обсадной колонны. В процессе спуска колонны в зависимости от ее диаметра и прочности обратного клапана производится периодическое (через каждые 150–400 м спущенных труб) заполнение колонны буровым раствором, имеющим те же параметры, что и жидкость в скважине, с обязательным контролем количества использованного раствора по замерам в приемных емкостях.

Во избежание перелива бурового раствора и создания воздушных пробок в колонне ее заполняют либо через специальную головку с отводом воздуха из колонны, либо с небольшой подачей жидкости и периодической остановкой насосов. При заполнении колонны буровым раствором обязательно расхаживание спущенной ее части через каждые 3–5 мин на высоту 4–5 м.

Чтобы исключить прихваты обсадной колонны, необходимо избегать длительного (более 3–7 мин) оставления ее без движения. В случае возникновения каких-либо задержек в процессе спуска необходимо оставлять колонну подвешенной на талевой системе и периодически спускать ее, не допуская зависания и прилипания к стенкам скважины.

С целью уменьшения продавочных давлений и периодического разрушения структуры раствора, а также для предотвращения гидроразрыва пластов при восстановлении циркуляции бурового раствора необходимо осуществлять промежуточные промывки.

Дополнительные или неплановые промывки производятся при появлении посадок колонны более установленной величины разгрузки, а также при уменьшении количества бурового раствора, вытесняемого колонной из кольцевого пространства.

Восстановление циркуляции пород промывками производится с плавным увеличением давления при работе одного насоса, а на глубинах свыше 2500–3000 м цементировочного агрегата.

та. Второй грязевой насос при необходимости включать только при установлении нормальной циркуляции бурового раствора, но не ранее чем через 10 мин после начала промывки.

Время промежуточных промывок определяется конкретными условиями скважины, но не менее периода, необходимого для выравнивания давления на стояке, т. е. когда в течение 10–15 мин оно будет сохраняться постоянным.

После допуска обсадной колонны до забоя (обычно последнюю трубу или две допускают с промывкой) проверяется точность подсчитанной ее длины как методом сопоставления двух результатов, так и по количеству использованных труб.

Затем разгрузкой на 5–10 тс определяется положение забоя, и колонна оставляется в растянутом положении подвешенной на талевой системе. После выравнивания параметров бурового раствора по всему стволу скважину цементируют. При этом колонну желательнее расхаживать на возможную высоту.

4.5.3. Особенности спуска колонн больших диаметров

Значительная жесткость обсадных колонн большого диаметра (273 мм и более) осложняет условия их спуска в скважину. С целью уменьшения времени на сборку труб необходимо устанавливать специальные центрирующие устройства, позволяющие быстро и качественно центрировать трубу по отношению к колонне, надежно и без задержек сочленять ее с колонной. Тормозное устройство лебедки должно быть отрегулировано так, чтобы не затруднять работу бурильщика и одновременно обеспечивать плавность спуска колонны. Контроль за заполнением колонны буровым раствором также должен быть тщательным. При подаче большого количества жидкости в колонну образуются значительные по объему воздушные пробки, создается видимость полного заполнения колонны жидкостью, а в некоторых случаях воздушными подушками может быть выброшена часть бурового раствора, что создаст опасность возникновения проявлений и смятия колонны.

В процессе спуска обсадной колонны может допускаться повышенная (против принятой на практике) величина разгрузки колонны, особенно в зонах изменения азимута или зенитного угла искривления скважины. В некоторых случаях эта величина может составлять 15–20 тс и более. Установка башмака обсадной колонны должна быть произведена в устойчивых, не склонных к кавернообразованию породах. Особое внимание уделяется и креплению обсадных труб, образующих нижнюю часть колонны, так как разрыв и смещение вниз хотя бы одной-двух труб при дальнейшем бурении создают серьезные затруднения в проводке скважины до проектной глубины.

4.5.4. Особенности спуска обсадных колонн секциями и хвостовиков

Перед спуском обсадной колонны секциями или хвостовика необходимо прошаблонировать бурильные трубы, которые будут использованы для спуска колонны до забоя. Для этой цели используется чугунный шар диаметром на 10 мм меньше проходного сечения бурильного замка и имеющий сквозные отверстия, просверленные по диаметру (в различных направлениях). Затем трубы замеряются стальной рулеткой и устанавливаются отдельно. После сборки секции (хвостовика) колонна заполняется буровым раствором, восстанавливается циркуляция, и после выравнивания давления фиксируется ее вес на индикаторной диаграмме. Особое внимание обращается на качество смазки резьбового соединения левого переводника. Смазка должна быть только консистентная графитовая. Не допускается докрепление этого соединения машинными ключами, а только усилием одного-двух рабочих на цепной ключ № 14 или 16 при длине рукоятки 100–130 см.

При спуске секции на бурильных трубах для предотвращения произвольного разъединения левого переводника от специальной муфты не допускаются проворот и крепление бурильных труб с помощью ротора. Долив колонны жидкостью осуществляется в процессе подъема элеватора за очередной свечой либо с помощью цементирующего агрегата, либо насосом, однако

первый метод более надежен, четок и точен. Допуск секции или хвостовика до забоя желательно осуществлять с промывкой.

После нащупывания забоя башмак хвостовика (секции) приподнимается на 0,5–1,0 м.

В случае оставления головы секции в открытом стволе скважины необходимо обеспечить удаление части цементного раствора, поднятого выше специальной муфты. Для этого после отсоединения бурильных труб от обсадных непосредственно над головой секции осуществляется промывка скважины или прокачка 4–7 м³ продавочной жидкости.

Место соединения секций между собой должно располагаться в устойчивых породах, не склонных к кавернообразованию, и определяться по данным нескольких последовательно проведенных каверномеров. После допуска второй секции до головы первой, перед соединением их между собой следует скважину подготовить к цементированию, а затем уже соединять их. При этом промывку следует производить одним-двумя цементировочным агрегатом. В процессе соединения секций наблюдаются разгрузка по индикатору веса и резкое повышение гидравлического давления на 20–30 кгс/см². После соединения секций производится цементирование с обязательным расхаживанием верхней секции колонны на длину 40–50 см. В противном случае она может оказаться прихваченной, и видимая по индикатору веса созданная разгрузка на нижнюю секцию с целью уплотнения соединения окажется нерезультативной. Соединение может оказаться негерметичным. Расхаживание на большую высоту опасно из-за возможного разъединения секций [6, 34, 36].

4.5.5. Особенности спуска эксплуатационных колонн в газовые и газоконденсатные скважины

Учитывая особенности свойств газа, при спуске эксплуатационных колонн особое внимание уделяется качеству нанесения смазки на резьбу и надежности крепления. Применение уплотнительных составов для смазки резьб на базе эпоксидных смол позволяет повысить герметичность соединения труб. Однако при

этом должны соблюдаться все требования по подготовке уплотнительного состава к применению, а также резьб к нанесению на них смазки. Если соединительные муфты обсадных труб в заводских условиях собраны с трубами на уплотнительном составе, колонну следует спускать на элеваторах, так как использование спайдера может привести к нарушению целостности затвердевшего уплотнительного состава. Во избежание открытого газового фонтанирования в процессе спуска колонны необходимо следить за параметрами выходящего из кольцевого пространства бурового раствора, уровнем в скважине, и в случае обнаружения признаков разгазирования немедленно начать выдавливание раствора, создавая при этом противодействие на устье скважины. При появлении признаков поглощения бурового раствора следует также принять меры к заполнению кольцевого пространства раствором и недопущению возможного интенсивного газопроявления. Если пластовое давление в продуктивной толще ниже гидростатического, необходимо ограничить скорость спуска колонны до минимально возможной.

4.5.6. Промывка скважин в процессе спуска и после спуска обсадных колонн

Промывка в процессе и после спуска обсадной колонны обязательна, поскольку обеспечивает высокую степень очистки кольцевого зазора от обломков горной породы. Своевременное удаление этих обломков из ствола скважины значительно снижает возможность гидроразрывов и поглощений в процессе спуска и цементирования, повышает качество изоляции затрубного пространства.

Число промежуточных промывок определяется для каждого района индивидуально, в зависимости от геолого-технических условий.

Восстановление циркуляции вначале производится одним насосом, затем в работу включается второй насос. Скорость восходящего потока бурового раствора должна быть не меньше планируемой скорости восходящего потока цементного раствора.

Продолжительность каждой промывки определяется из условия полного выноса шлама на поверхность. Для удовлетворительной промывки скважины следует сделать 1–2 цикла.

Выбор режима промывок при спуске хвостовиков аналогичен выбору режима при спуске обсадных колонн, а количество промывок определяется их числом при спуске долота для подготовки интервала к установке хвостовиков, но не менее двух.

Первая промывка производится для выравнивания параметров бурового раствора при достижении башмаком хвостовика башмака предыдущей колонны. Промежуточные промывки должны обеспечить полное удаление шлама из открытого интервала ствола в полость предыдущей колонны.

Продолжительность последней (после спуска хвостовика) промывки определяется необходимостью полного выноса шлама из скважины.

Время промывки после установки секций колонны в обсаженной скважине выбирается, исходя из необходимости обеспечения выравнивания параметров бурового раствора.

Увеличение времени промывки скважины, а также времени между окончанием спуска колонны и закачиванием цементного раствора способствует возникновению осложнений в скважине.

4.5.7. Центрирование обсадных колонн в скважине

Для создания условий максимального вытеснения бурового раствора тампонажным обсадные колонны центрируют. В случае применения пружинных центраторов с незначительной деформируемостью циркуляция и течение вязкопластичных суrowых растворов восстанавливаются без образования застойных зон даже в области структурного режима течения в скважинах. При значительной деформации пружинных центраторов (до диаметра долота) их эффективность незначительна. Вытеснение следует вести при турбулентном движении растворов.

Центраторы также облегчают процесс спуска обсадной колонны вследствие снижения сил трения между трубами и стенками

скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании обсадной колонны в результате образования локальных завихрений восходящего потока жидкостей на участках размещения центраторов, облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн благодаря центрированию из верхних концов.

Как правило, центраторы устанавливаются на колонне в средней части каждой обсадной трубы, т.е. там, где происходит наибольший ее изгиб. Не рекомендуется размещать центраторы в зоне расположения муфт обсадной колонны.

Центрирование колонн способствует равномерному распределению цементного раствора вокруг обсадной колонны, повышает качество разобщения пластов, улучшает проходимость обсадной колонны по стволу скважины. Именно этот эффект центрирования обсадных колонн постоянно привлекает внимание специалистов. В последние годы было разработано и опубликовано несколько методик и инструкций по центрированию обсадных колонн в скважинах [6,8].

5. КРЕПЛЕНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

5.1. Цементирование скважин

Все способы цементирования имеют одну цель – вытеснить буровой раствор тампонажным из затрубного пространства скважины и поднять последний на заданную высоту. В результате этого предотвращается возможность движения любой жидкости или газа из одного пласта в другой через заколонное пространство, обеспечивается длительная изоляция продуктивных объектов от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы, обсадная колонна предохраняется от коррозии пластовыми водами и повышается ее несущая способность.

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным), называется цементованием скважины или обсадной колонны; сюда же входят периоды ожидания затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и формирования цементного камня. Существует несколько методов цементирования. Из них наиболее распространен метод прямого цементирования, применяемый с некоторыми вариациями и изменениями с начала прошлого века.

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления «новых» залежей нефти и особенно газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифонообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления может быть еще большим. Процесс цементирования скважин – операция

необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени [6, 11, 12, 34].

Цементный раствор поступает в заколонное пространство, замещая находящийся там буровой раствор, и затвердевает в камень.

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны:

1. Разобшение пластов, их изоляции, т.е. образование в стволе безусловного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важным условием является равномерная толщина цементного камня со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобщения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие.

2. Удержание обсадной колонны от всевозможных перемещений, проседания под действием собственного веса, температурных деформаций, деформаций вследствие возникновения перепадов давления в колонне, ударных нагрузок, вращений и т.д.

3. Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

4. Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости повышенным (против паспортных данных) внешнему и внутреннему давлениям. Естественно, цементное кольцо должно быть сплошным и иметь при этом определенную физико-механическую характеристику.

5. Сплошное цементное кольцо, приобретая в процессе формирования камня способность к адгезии (цементный камень сцепляется с металлом труб, образуя интерметаллический слой), создает предпосылки к еще большему повышению сопротивляемости высоким внешним и внутренним давлениям.

Краткосрочность операции цементирования скважин не делает ее менее значимой, хотя может быть причиной недостаточного внимания к ее выполнению.

Высокое качество цементирования любых скважин включает два понятия: герметичность обсадной колонны и герметичность цементного кольца за колонной.

Для обеспечения герметичности при наличии тампонажных растворов высокого качества необходимо создать контакт безусадочного цементного камня, обсадной трубы и стенки скважины. В процессе цементирования не должно быть гидроразрыва пластов.

В обеспечении герметичности скважин одно из центральных мест занимает технология цементирования.

Под технологией цементирования нефтяных и газовых скважин следует понимать соблюдение выработанных норм и правил работы с целью наиболее полного заполнения заколонного пространства скважины тампонажным раствором определенного качества (взамен бурового) на заданном участке и обеспечения контакта цементного раствора-камня с поверхностью обсадной колонны и стенкой скважины при сохранении целостности пластов.

Технологический процесс цементирования определяется геологическими, технологическими и субъективными факторами.

Технологические факторы необходимо совершенствовать, однако не все из них могут быть изменены. Геологические факторы следует тщательно изучать и учитывать при назначении определенных параметров технологического процесса. Например, склонность пород к гидроразрыву необходимо брать за основу при назначении высоты подъема тампонажного раствора, изменении его плотности и обеспечении скорости движения растворов в заколонном пространстве.

Большинство технико-технологических факторов управляемое. Во всех случаях следует стремиться к тому, чтобы все режимные параметры оказывали воздействие на процесс цементирования для обеспечения полного замещения бурового раствора тампонажным. Важное значение при этом имеют: состояние ствола скважины, его чистота, конструкция скважины, геометрия заколонного пространства и его гидродинамическая характеристика. На практике качественное цементирование скважин достигается с большим трудом, если ему не уделено должного внимания еще в процессе бурения, т.е. при формировании ствола. Ускоренная проводка скважин без одновременного учета требований для последующего

качественного цементирования приводит к заведомо некачественному разобщению пластов.

К отличительным особенностям цементирования скважин относятся:

- использование техники, которая позволяет цементировать скважины на достаточно высоком уровне;
- разнообразие применяемых способов цементирования (сплошное, двухступенчатое, секциями, обратное и др.);
- широкий ассортимент специальных тампонажных цементов, позволяющий охватить практически все геолого-физические условия скважин.

Как показывает опыт крепления скважин у нас в стране и за рубежом, повысить качество разобщения пластов можно, применяя комплекс мероприятий технического характера и усовершенствуя технологию цементирования, а не изыскивая «универсальные» способы цементирования.

5.2. Основные факторы, влияющие на качество цементирования

В настоящее время изучено значительное число факторов, определяющих качество цементирования скважин. К основным из них относятся те, которые обеспечивают контактирование тампонажного раствора с породами и обсадной колонной при наиболее полном вытеснении бурового раствора тампонажным с заданными свойствами и наименьших затратах средств и времени [6, 11, 12, 34], а именно:

- 1) состав тампонирующей смеси;
- 2) сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача и другие свойства;
- 3) способ цементирования;
- 4) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

- 5) режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве;
- 6) объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины;
- 7) качество и количество буферной жидкости;
- 8) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- 9) применение скребков;
- 10) центрирование колонны;
- 11) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования;
- 12) режим покоя скважины в период загустевания и схватывания тампонажного раствора.

При проведении цементировочных работ необходимо учитывать, что применение одного мероприятия требует осуществления или изменения другого. Так, очищение стенок скважины от глинистой корки скребками при расхаживании обсадных колонн в большинстве случаев не может быть выполнено без обработки используемых тампонажных растворов для снижения показателя фильтрации и т.д.

Таким образом, технологические факторы, способствующие повышению качества цементировочных работ, взаимосвязаны и взаимозависимы.

Технологические свойства буровых и тампонажных растворов – это комплекс свойств указанных жидкостей, влияющих на наиболее полное замещение одной жидкости другой без нарушения процесса цементирования.

К ним относятся реологические параметры, показатель фильтрации, абразивные свойства, седиментационная устойчивость, способность не загустевать при взаимном перемешивании, сохранять подвижность в течение процесса цементирования и т.д. При основном цементировании такие свойства, как механическая прочность и проницаемость тампонажного камня, не могут считаться технологическими, тогда как, например, при установке цементных мостов для забуривания стволов скважин прочность камня – это технологический параметр процесса.

На качество цементировочных работ влияют статическое и динамическое напряжение сдвига бурового раствора, его вязкость и показатель фильтрации, а также толщина, механические свойства и проницаемость фильтрационной корки [6, 11, 12, 34].

Даже при удовлетворительных характеристиках бурового раствора он не может быть вытеснен в полном объеме из-за наличия застойных зон и каверн. Глинистая корка остается на стенках скважины.

При закачке и продавке цементный раствор смешивается с глинистым. При этом иногда наблюдается сильное загущение смеси, что приводит к резкому повышению давления. Подбором оптимальных составов тампонажных растворов во многих случаях можно уменьшить загущение смесей или исключить его.

Успех работы по цементированию скважин часто определяется показателем фильтрации тампонажных растворов. В результате отфильтровывания воды раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются. Если процесс цементирования осуществляется с очищением стенок скважины от глинистой корки, необходимо принимать эффективные меры для резкого снижения показателя фильтрации цементного раствора.

Реологические характеристики тампонажных и буровых растворов определяются природой базисных материалов и наполнителей, зависят от их соотношения, количества и природы введенных реагентов, температуры, давления, конструктивных особенностей аппаратуры, методики определения параметров.

Тампонажные (как и глинистые) растворы обладают свойством тиксотропии.

Реологические свойства тампонажных растворов существенно зависят от наличия в них галита (NaCl), сильвина (KCl), бишофита ($\text{MgCl}\cdot 6\text{H}_2\text{O}$) и карналлита ($\text{KCl}\cdot\text{MgCl}_2\cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Наличие хлорида натрия в растворе значительно снижает динамическое напряжение сдвига на протяжении всего наблюдения и несколько

увеличивает пластическую вязкость в начальный момент. Темп изменения пластической вязкости во времени отстает от интенсивности роста вязкости цементного раствора без галита.

Одна из характерных особенностей цементных растворов – резкое снижение динамического напряжения сдвига в присутствии электролитов с одновалентными катионами (от 50 % до насыщения). Затем вследствие гидратации этот показатель увеличивается и уменьшается напряжение сдвига. Такая же закономерность наблюдается при содержании в растворе от 5 до 12 % бишофита или от 5 до 21 % карналлита.

Вытеснение бурового раствора тампонажным характеризуется коэффициентом вытеснения. Под коэффициентом вытеснения бурового раствора тампонажным понимают отношение объема вытесненного бурового раствора (или закачанного цементного при отсутствии поглощения или проявления) к полному объему скважины (с учетом объема труб) до высоты подъема тампонажного раствора.

Так, чтобы обеспечить практически полное вытеснение этих растворов на отдельных участках скважины, необходимо особым образом подготовить ствол скважины, оборудовать обсадную колонну, составить рецептуру буровых и тампонажных растворов и по определенной гидравлической программе закачать и продавить тампонажный раствор до заданной высоты подъема.

Моделировать процессы смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов сложно. Следует учесть, что в условиях скважины объем оставшегося бурового раствора не ограничен объемом пристенного слоя: он остается в кавернах, желобных выработках, застойных зонах в виде глинистой корки и т.д. Теоретические и экспериментальные исследования усложняются в случае турбулентного течения вязкопластичных жидкостей, в первую очередь тампонажных растворов.

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн. Все они могут быть разделены на две большие группы – первичные и вторичные (ремонтные, повторные, вос-

становительные) способы цементирования нефтяных и газовых скважин. Первичные процессы цементирования проводятся после бурения (первичные), вторичные (ремонтные) – после первичных, обычно после некоторого периода работ в скважинах и нарушения герметичности затрубного пространства или колонны, появления посторонних вод, прохождения газа по зацементированному затрубному пространству и т.д.

5.3. Способы цементирования обсадных колонн

5.3.1. *Сплошное цементирование с двумя пробками*

После спуска в скважину колонны обсадных труб с установленным над башмаком стоп-кольцом на верхней трубе монтируется цементировочная головка. В цементировочной головке закрепляется верхняя цементировочная (разделительная) пробка. В головках некоторых конструкций и нижняя цементировочная пробка монтируется в корпусе.

Цементировочная головка соединяется с цементировочными насосами или насосами буровой [5, 33]. После промывки скважины в колонну продавливается нижняя цементировочная пробка (рис. 5.1, *а*). Если нижняя цементировочная пробка вставлена в цементировочную головку, то она продавливается в колонну. Одновременно в работу включаются насосы цементировочных агрегатов и цементно-смесительные машины, приготавливающие цементный (тампонажный) раствор.

После закачки в скважину необходимого количества цементного раствора сбрасывают верхнюю цементировочную пробку (рис. 5.1, *б*). Цементный раствор движется между двумя пробками, которые отделяют его от бурового раствора, предохраняя от загрязнения в обсадной колонне (рис. 5.1, *в*).

Вслед за верхней цементировочной пробкой закачивают продавочную жидкость (чаще всего буровой раствор), которой цементный раствор продавливают в затрубное пространство. Продавливание начинается с момента посадки нижней пробки на стоп-

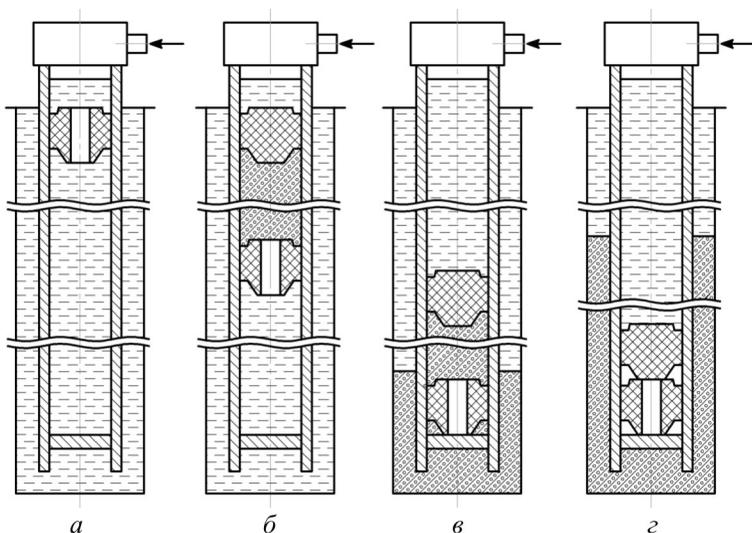


Рис. 5.1. Схема цементирования скважины с двумя пробками (по стадиям)

кольцо и продавливания диафрагмы в пробке (рис. 5.1, г). Это достигается незначительным повышением давления в колонне.

Подсчитывается количество продавочной жидкости, закачиваемой в скважину. Когда остается около $1-2 \text{ м}^3$ продавочной жидкости, интенсивность ее закачки снижают. Процесс ведут до схождения пробок, посадки верхней пробки на нижнюю. Этот момент называется моментом «стоп» и характеризуется повышением давления.

Применение нижней цементной пробки весьма целесообразно: цементный раствор не смешивается с буровым в трубах, уменьшается размер зоны смешения растворов в затрубном пространстве; меньше возможность увеличения давления при прокачке цементного раствора в затрубном пространстве.

Перед тампонажным раствором закачивают буферную жидкость, предназначенную для предупреждения смешения бурового и тампонажного растворов, для очистки ствола и стенок скважины.

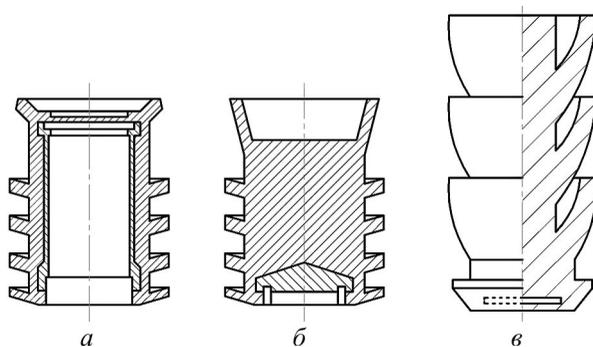


Рис. 5.2. Схема цементировочных (разделительных) пробок:
a – нижняя; *б*, *в* – верхние

На рис. 5.2 представлены различные цементировочные пробки; их назначение – разделение цементного и глинистого растворов и фиксация окончания процесса цементирования скважин.

5.3.2. *Сплошное цементирование с одной (верхней) пробкой*

При цементировании нефтяных скважин обычно пользуются одной (верхней) цементировочной пробкой [5, 33]. Операция осуществляется по схеме, описанной для сплошного цементирования с двумя пробками, с той лишь разницей, что нижняя цементировочная пробка отсутствует, верхняя пробка садится на стоп-кольцо, что сопровождается ростом давления. Процесс цементирования считается оконченным.

5.3.3. *Цементирование хвостовика и нижних секций обсадных колонн*

Хвостовики и нижние секции обсадных колонн при их секционном спуске цементируют в большинстве случаев одинаково [6, 33]. Иногда хвостовики цементируют без разделительных цементировочных пробок. В этом случае процесс цементирования заключается в следующем.

После подготовки ствола скважины на бурильной колонне на заданную глубину спускают хвостовик. Обсадная колонна (хвостовик) соединяется с бурильными трубами с помощью левого переводника. При спуске хвостовик и бурильные трубы заполняют буровым раствором. Затем в трубы закачивают необходимое количество цементного раствора, продавливаемого продавочной жидкостью (буровым раствором). Количество продавочной жидкости принимают равным внутреннему объему бурильных труб и хвостовика, исключая объем цементного раствора

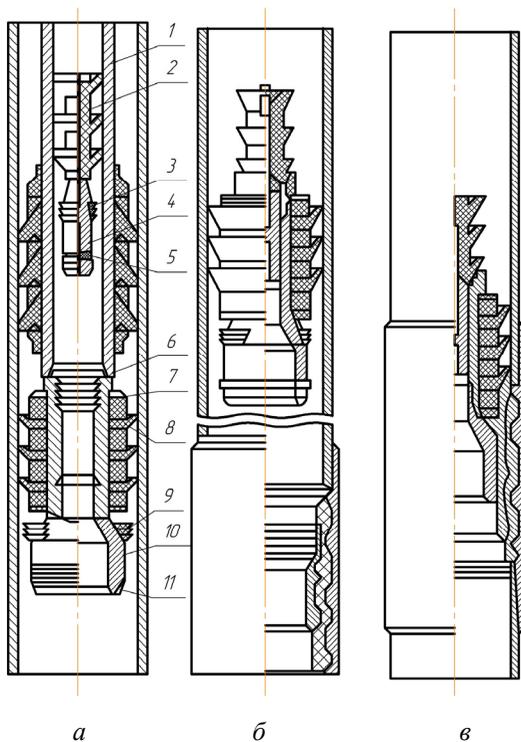


Рис. 5.3. Схема разделительной пробки при цементировании хвостовика: *а, б, в* – этапы следования частей пробки; *1* – труба; *2* – верхняя часть пробки; *3, 4* – нижняя часть пробки; *5, 11* – кольцо; *6, 7* – узел соединения; *8* – пробка; *9* – шлицы; *10* – переводник; *12* – труба

в нижней части обсадных колонн (цементный стакан). После продавки цементного раствора вращением вправо отвинчивают бурильные трубы от хвостовика и приподнимают их на несколько метров. Через бурильные трубы прокачивают буровой раствор, чтобы удалить из них и из скважины излишки цементного раствора, поднявшегося выше верхней муфты хвостовика. Скважина промывается, пока не будет прокачан буровой раствор в количестве, равном полуторному или двойному объему скважины (выше хвостовика).

При цементировании хвостовиков успешно применяют цементировочную пробку. Пробка состоит из двух частей: нижняя часть подвешивается на специальной патрубке в хвостовике с помощью штифтов, верхняя часть пробки освобождается и движется по колонне бурильных труб. Когда верхняя часть пробки садится в отверстие нижней и перекрывает его, создается избыточное давление и штифты срезаются. Обе части пробки движутся вместе, разделяя буровой раствор от цементного, давая возможность фиксировать давление «стоп» (рис. 5.3). Для спуска хвостовиков и секций обсадных колонн (кроме верхней) и удержания их в подвешенном положении существуют специальные устройства – подвески, конструкции которых различны.

5.3.4. Манжетное цементирование

Этот способ применяется, когда попадание тампонажного раствора ниже интервала цементирования нежелательно. Также манжетное цементирование применяют на месторождениях с низким пластовым давлением или с сильно дренированными, подверженными гидроразрыву пластами. На обсадную колонну в нижней части устанавливают манжету (корзину) (рис. 5.4), в интервале крепления которой обсадную колонну перфорируют. Стоп-кольцо устанавливают выше отверстий перфорации. Цементируют как обычно, однако цементный раствор выходит не из-под башмака колонны, а из отверстий. Наличие манжеты не позволяет цементному раствору опускаться ниже места ее ус-

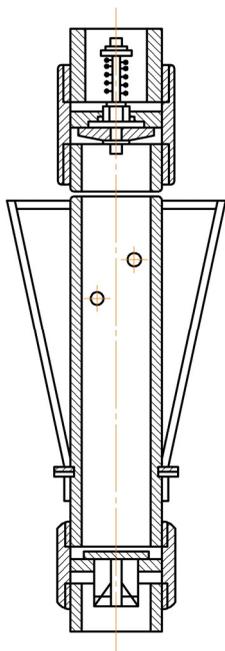


Рис. 5.4. Оборудование колонны при манжетном цементировании

тановки. Давление на пласт в нижней части скважины остается прежним. Участок ствола скважины выше манжеты цементируют.

5.3.5. Двухступенчатое цементирование скважин

Двухступенчатое цементирование применяют, когда по геологотехническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Целесообразно его использовать в следующих случаях [5, 33]:

- 1) при наличии зон поглощения в нижележащих пластах;
- 2) при наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание в нижней части;
- 3) если на буровую нельзя одновременно вызвать большое количество цементовочных агрегатов;
- 4) при поглощении цементного раствора. Применение двухступенчатого способа цементирования может способствовать экономии цемента.

При двухступенчатом (иногда трехступенчатом) цементировании колонну цементируют в две стадии – вначале цементируют нижнюю часть колонны, затем – верхнюю часть.

Рассмотрим более подробно способ двухступенчатого цементирования (рис. 5.5). На выбранной глубине на обсадную колонну при ее спуске устанавливают специальную муфту, имеющую отверстия. При цементировании нижней части обсадной

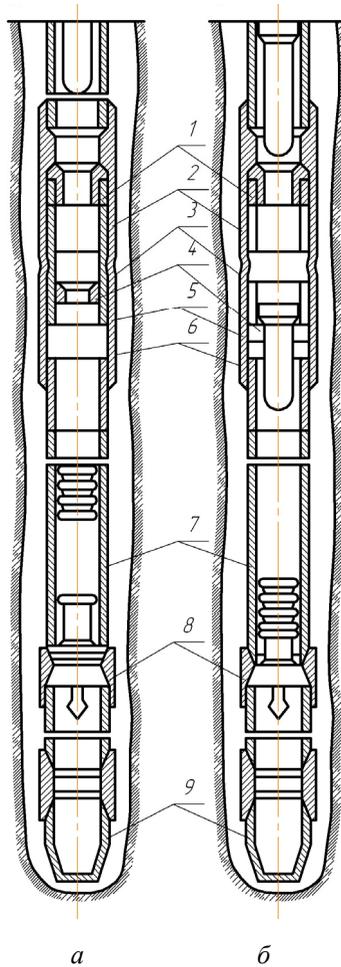


Рис. 5.5. Схема двухступенчатого цементирования:
а – положение до открытия отверстий в цементировочной муфте;
б – положение при открытии отверстий в цементировочной муфте;
 1 – верхнее седло; 2 – верхний цилиндр; 3 – отверстия для выхода
 цементного раствора; 4 – нижнее седло; 5 – нижний цилиндр; 6 – муфта
 для двухступенчатого цементирования; 7 – обсадная колонна;
 8 – обратный клапан; 9 – направляющий башмак

колонны они закрыты. После промывки скважины в колонну помещают нижнюю цементировочную (разделительную) пробку; при цементировании с одной пробкой нижнюю цементировочную пробку не применяют. Затем закачивают цементный раствор, после чего сбрасывают вторую цементировочную (разделительную) пробку. Продавочной жидкостью, взятой в количестве, примерно равном объему нижней части обсадной колонны, продавливают цементный раствор. Затем в колонну помещают третью цементировочную (разделительную) пробку, диаметром больше двух первых.

Когда верхняя цементировочная (разделительная) пробка садится на первую, третья пробка подходит к цементировочной муфте и сдвигает ниппель, открывая отверстия. Третья пробка остается на муфте, а продавочная жидкость получает выход через отверстия специальной муфты. После промывки поднявшегося выше отверстий специальной муфты цементного раствора в течение некоторого времени (с учетом затвердения цементного раствора за нижней секцией колонны) закачивают новую порцию цементного раствора, которая выходит из отверстий и поднимается выше муфты в затрубном пространстве. За цементным раствором сбрасывают четвертую пробку, которая является одновременно запорной и разделительной. После выдавливания всего цементного раствора через отверстия четвертая пробка подходит к муфте и сдвигает ниппель, закрывая отверстия. Процесс цементирования считается законченным.

Описанный двухступенчатый способ цементирования часто применяют с некоторыми изменениями, используя первые две пробки или одну из них.

Успех проведения процесса при двухступенчатом способе цементирования определяется в основном качеством и надежностью муфты в работе.

Опыт проведения двухступенчатого цементирования выявил некоторые недостатки способа: оголение башмака, наличие незначительного не зацементированного участка в заколонном пространстве, неполадки с муфтой.

5.3.6. Обратное цементирование скважин (через затрубное пространство)

Под обратным цементированием понимают процесс, когда тампонажный раствор заливается (закачивается) в затрубное (межколонное) пространство сверху и перемещается на любую глубину под действием своего собственного веса или продавливается насосами [6, 10, 11, 12].

Этот способ довольно часто применяют как ремонтно-восстановительный при обнаружении течей в эксплуатационных обсадных колоннах. Этот метод в настоящее время находит широкое распространение при цементировании обсадных колонн, перекрывающих пласты большой мощности, которые подвержены гидроразрыву при небольших перепадах давления, а также при комбинированном методе, когда нижняя часть стола цементируется по технологии прямой циркуляции, а верхняя – по технологии обратной циркуляции.

На рис. 5.6 показаны этапы цементирования по технологии, обеспечивающей контроль за поступлением цементного раствора в башмак обсадной колонны и вымывание смеси бурового и цементного растворов. Данная технология предусматривает спуск дополнительной (промывочной) колонны.

Заколонное пространство при необходимости герметизируется превентором; при безнапорной закачке цементного раствора закрывать превентор необязательно. Основные этапы технологии сводятся к следующему.

1. Промывочный узел 4 разгружают на седло обратного клапана 5 на 10–15 кН, и обсадную колонну опрессовывают через межколонное пространство (см. рис. 5.6, а). Таким образом можно опрессовать обсадную колонну до цементирования, предварительно переведя трубное пространство на воду.

2. Промывочную колонну 3 приподнимают так, чтобы между промывочным узлом и седлом клапана образовался зазор, а шар был отжат толкателем ниже диафрагмы клапана (см. рис. 5.6, б). Начнется переток жидкости из заколонного пространства в труб-

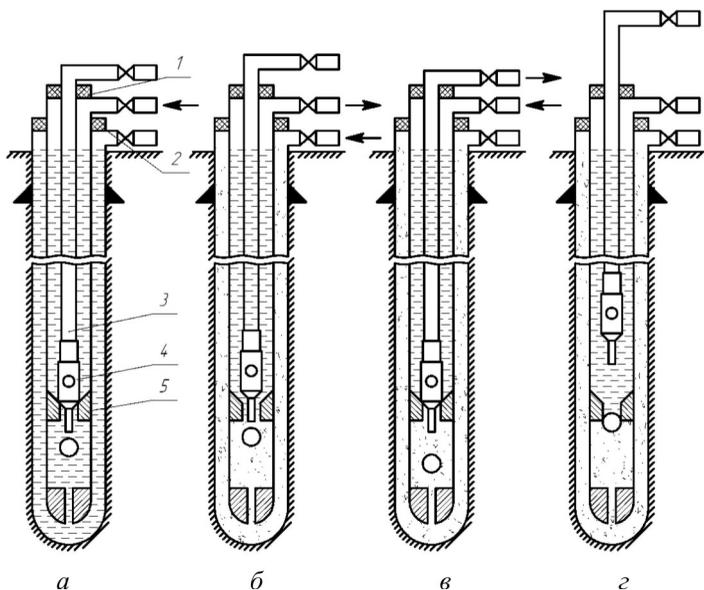


Рис. 5.6. Схема метода обратного цементирования обсадных колонн: а – опрессовка обсадной колонны; б – закачка цементного раствора в скважину; в – вымывание излишка цементного раствора из полости обсадной колонны; г – герметизация полости обсадной колонны обратным клапаном; 1 – головка с лубрикатором для промывочной колонны; 2 – превентор; 3 – промывочная колонна; 4 – промывочный узел; 5 – обратный клапан

ное, и в это время следует приступать к закачке цементного раствора, которая может осуществляться без напора и, если есть необходимость, то и с некоторым опорожнением заколонного пространства.

Закачка цементного раствора продолжается до тех пор, пока смесь цементного и бурового растворов полностью не войдет в обсадную колонну.

Контроль за входом цементного раствора в колонну следует осуществлять по объему закачиваемой и выходящей жидкости, а также по давлению.

В последние годы предложены и разработаны методы и устройства, позволяющие вымывать из обсадной колонны смесь цементного и бурового растворов и определять конец операции.

По окончании закачки цементного раствора промывочный узел разгружают на седло клапана и обратной промывкой удаляют образовавшуюся смесь и излишки цементного раствора из обсадной колонны (см. рис. 5.6, в). Эта операция позволяет убедиться в том, что процесс цементирования закончен и цементный раствор заполнил заколонное пространство, а также одновременно избежать разбухания цементного стакана в колонне.

На период ОЗЦ промывочный узел приподнимают над обратным клапаном так, чтобы шар перекрыл отверстие в диафрагме, и проводят все операции, предшествующие перфорации обсадной колонны, в том числе и заполнение опорожненной части заколонного пространства цементным раствором (см. рис. 5.6, г).

Обратный способ цементирования позволяет регулировать забойное давление в широком диапазоне, снижать гидродинамические нагрузки на пласты, использовать безнапорную закачку цементного раствора на скорости, при которой достигается турбулентный режим движения цементного раствора. Снижая время проведения операции цементирования за счет исключения этапа продавки, можно значительно снизить расходы химических реагентов при достижении одновременного схватывания цементного раствора по всей длине скважины.

С целью определения специальными приборами момента входа цементного раствора в колонну его можно активировать радиоактивными изотопами. Для этого используют соли и другие материалы, наличие которых в цементном растворе изменяет его свойства и дает возможность четко фиксировать границу между буровым и тампонажным растворами. Количество закачиваемого в затрубное пространство скважины цементного раствора контролируется или по расчету, или прибором гамма-каротажа (когда цемент затворяется водой, активированной радиоактивными изотопами). Прибор спускают в колонну, и за первой порцией

цементного раствора вводят ампулу с радиоактивным изотопом через лубрикатор.

Один из способов оборудования устья скважины приведен на рис. 5.7 [6, 10, 11, 12].

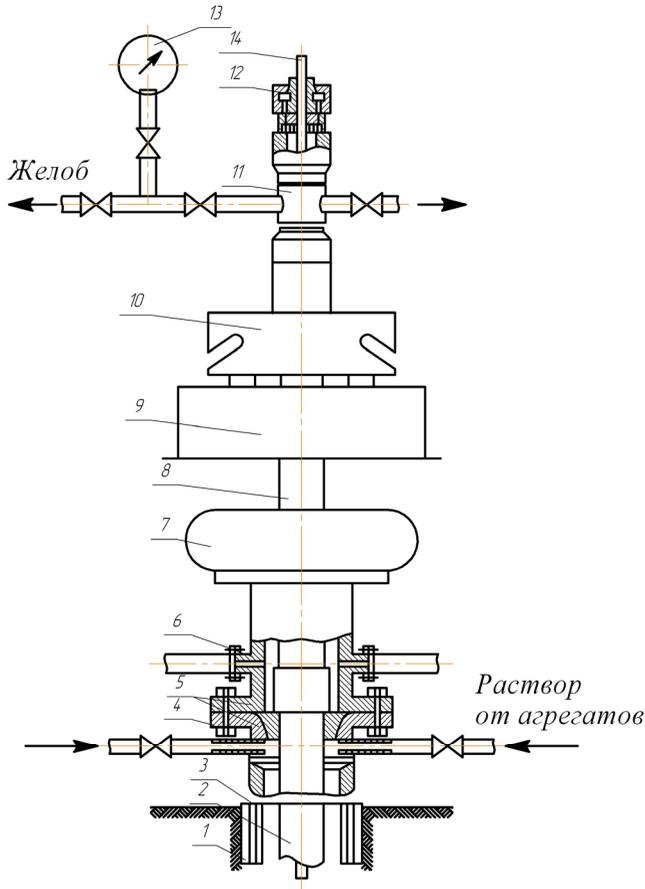


Рис. 5.7. Оборудование устья скважины при обратном цементировании:

- 1 – направление; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – промежуточная колонна; 4 – колонный фланец; 5 – уплотнения; 6 – крестовина;
- 7 – превентор; 8 – бурильная труба диаметром 141 мм; 9 – ротор;
- 10 – элеватор; 11 – переводник; 12 – сальниковое уплотнение;
- 13 – манометр; 14 – каротажный кабель

При закачке цементного раствора по расчету следует учитывать кавернозность, возможность частичного поглощения раствора в процессе цементирования, сжимаемость раствора и др. Обычно коэффициент, учитывающий все эти факторы, устанавливают опытным путем. Наиболее надежным методом контроля за движением цементного раствора в затрубном пространстве скважины является метод гаммакаротажа для фиксации местоположения верхней части цементного раствора.

Детальное рассмотрение способа обратного цементирования показывает, что он имеет ряд преимуществ:

1) исключается необходимость подбора рецептур тампонажного раствора в зависимости от забойных условий. Можно добиться одновременного схватывания всего раствора, получив монолитный цементный камень с одинаковой прочностью по всему стволу;

2) сокращаются затраты времени на операции по цементированию;

3) ограничиваются одной зоной смещения глинистого и цементного растворов;

4) гидравлический расчет более точен для призабойной зоны, так как гидравлические потери в колонне обсадных труб проще поддаются расчету;

5) возможна закачка тампонажного раствора в турбулентном потоке без опасения разрыва пласта и возникновения поглощений, что важно при вытеснении промывочной жидкости из затрубного пространства;

6) требуются меньшие мощности оборудования для цементирования.

Несмотря на это, применение способа обратного цементирования ограничено из-за отсутствия средств контроля за процессом цементирования.

5.4. Общие положения технологии цементирования скважин

В настоящее время выполнен большой объем теоретических, экспериментальных и промышленных исследований процессов смешивания и вытеснения буровых и тампонажных растворов, буферной жидкости в скважине.

Основные результаты следующие [8, 11, 12]:

1. Чем выше кажущаяся вязкость вытесняющей жидкости по сравнению с вытесняемой, а следовательно, чем больше динамическое напряжение сдвига τ_0 и структурная вязкость η первой жидкости, тем больше коэффициент вытеснения при условии, что обе жидкости движутся в структурном режиме течения. Соотношение плотностей жидкостей при указанных условиях течения на коэффициент вытеснения не влияет.

Большее влияние на процесс вытеснения оказывает η_2/η_1 , чем τ_{02}/τ_{01} , а при малых скоростях – наоборот.

2. Если вытесняющая жидкость течет в структурном режиме, а вытесняемая – в турбулентном, то степень вытеснения можно повысить, увеличив вязкость вытесняющей жидкости, снизив плотность вытесняемой, а также уменьшив скорость течения. Изменение вязкости вытесняемой жидкости не оказывает существенного влияния на процесс вытеснения.

Если режим течения вытесняющей жидкости турбулентный, а вытесняемой – структурный, то степень вытеснения можно повысить в основном за счет увеличения плотности вытесняющей жидкости и уменьшения вязкости вытесняемой. Повышение скорости течения также способствует улучшению вытеснения.

Если режим течения обеих жидкостей турбулентный, то основное действие на повышение коэффициента вытеснения оказывает увеличение соотношения плотностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей.

Разность плотностей жидкостей не является определяющим фактором при цементировании скважин, так как не оказывает заметного влияния на изменение полноты вытеснения из кольцево-

го пространства. Так, увеличение $\Delta\rho$ от 0,3 до 0,6 г/см³ приводит к увеличению коэффициента вытеснения всего на 0,01.

Турбулентный режим течения вытесняющих жидкостей – один из главных факторов, определяющих наиболее полное вытеснение бурового раствора цементным.

Для обеспечения турбулизации рекомендуется в раствор вводить пластификаторы.

Достижение турбулизации за счет увеличения скорости потока в условиях малых кольцевых зазоров и высоких реологических показателей цементных растворов – задача весьма сложная и часто неразрешимая. В подобной ситуации турбулизация потока может быть обеспечена путем механического воздействия на поток турбулизирующими элементами – турбулизаторами. Турбулизацию потока вызывает и оснастка. Чем выше скорость потока, тем больше длина зоны турбулентности. Если турбулизирующие элементы разместить таким образом, чтобы они находились друг от друга на расстоянии зоны их турбулентности, то это обеспечит большую скорость при замещении бурового раствора цементным. В нашей стране для турбулизации потока применительно к цементированию скважин выпускаются лишь винтовые (типа ВТ) турбулизаторы.

При промывке и цементировании обсадной колонны лопасти турбулизатора изменяют направление движения восходящего потока бурового и тампонажного растворов и способствуют созданию турбулентного режима течения. Благодаря этому повышается вытесняющая способность тампонажного раствора и обеспечивается более полное заполнение им затрубного пространства. На эффективность работы турбулизатора влияют эксцентриситет обсадной колонны, кавернозность и расширение ствола скважины.

5.5. Расхаживание обсадных колонн при цементировании скважин

Расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования и расхаживание обсадных колонн с использованием тампонажных растворов с пониженным показателем фильтрации суще-

ственно повышают качество разобщения пластов, способствуя увеличению полноты вытеснения бурового раствора.

Одна из причин положительного влияния расхаживания обсадных колонн на полноту вытеснения бурового раствора – разрушение его структуры и изменение положения колонны в процессе движения относительно стенок скважины, что открывает доступ потоку буферной жидкости и тампонажного раствора в застойные зоны и желобные выработки. При этом происходит турбулизация потока [8, 11, 12].

Расхаживать колонны для повышения качества их цементирования следует во время движения буферной жидкости и тампонажного раствора. Целесообразна эта операция и до выхода раствора в заколонное пространство. Свойства бурового раствора, защемленного в суженных местах, значительно изменяются: структура разрушается, напряжение сдвига снижается.

Структура бурового раствора в защемленных застойных зонах разрушается и в том случае, когда колонне обсадных труб сообщают вращательное движение.

К факторам, наличие которых вызывает необходимость расхаживания колонн при цементировании скважин, относятся (кроме увеличения полноты вытеснения бурового раствора): 1) возможность прихвата колонн; 2) возникновение в них больших (при защемлении колонн) растягивающих усилий в результате значительной разницы температур находящихся в скважине и закачиваемых в нее жидкостей.

Результаты геофизических исследований цементировочных работ подтверждают, что расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования с использованием растворов с пониженной водоотдачей существенно повышает качество разобщения пластов, так как увеличивается полнота вытеснения бурового раствора.

6. РАСШИРЯЮЩИЕСЯ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Основными требованиями к тампонажным материалам и добавкам-модификаторам являются следующие:

- сохранение прочности получаемого цементного камня не ниже требований ГОСТа;
- сохранение безусадочности цементного камня;
- сохранение контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами;
- минимальное влияние на коллекторские свойства горных пород;
- сохранение подвижности и прокачиваемости тампонажного раствора;
- обеспечение седиментационной и суффозионной устойчивости раствора;
- отсутствие влияния на сроки схватывания тампонажного раствора;
- минимальное вспенивание;
- низкая стоимость и недефицитность материалов;
- экологическая безопасность применяемых материалов.

Сохранение прочности получаемого цементного камня не ниже требований ГОСТа

В большинстве случаев величина предела прочности цементного камня, указанная в ГОСТе, ничем не обоснована. Однако следует помнить, что прочность является интегральным показателем качества цементного камня и может косвенно характеризовать его пористость, проницаемость и другие показатели. Поэтому требование о сохранении прочности камня вполне правомерно.

Сохранение безусадочности цементного камня

Усадка цементного камня связана с контракцией, которая зависит от степени гидратации. Механизм возникновения контракции подробно описан в работах [18]. К сожалению, тампонажные растворы, обработанные большинством высокомолекулярных реагентов, имеют увеличенную усадку по сравнению с чистыми тампонажными растворами из-за того, что силы, связывающие воду с высокомолекулярными полимерами, значительно слабее капиллярных сил внутри цементного камня. В результате происходит «высушивание» полимеров, уменьшение их объема, приводящее к усадке цементного камня.

Сохранение контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами

Ухудшение данного показателя чаще всего становится следствием явления контракции и усадки цементного камня. Его важность трудно переоценить, поскольку происходит нарушение герметичности крепи скважин и, во-вторых, ухудшаются результаты цементирования по данным акустической цементометрии, отрицательно сказывающиеся на деятельности буровых предприятий. Данный вопрос достаточно подробно рассмотрен в работах В.С. Данюшевского, Н.Х. Каримова, Ф.А. Агзамова, В.П. Овчинникова и др. [1, 3, 17, 18].

Надежная связь цементного камня с ограничивающими его поверхностями в заколонном пространстве может быть получена, если расширяющийся цемент в процессе структурообразования и твердения будет развивать давление на контакте «цемент – труба», «цемент – порода». По данным Н.Х. Каримова, величина этого давления должна составлять не менее 2,5–3,0 МПа. В настоящее время существуют различные мнения о величине расширения тампонажных материалов. Одни исследователи ограничивают величину расширения пределами 0,5–1,5 %, другие рекомендуют применять цементы с величиной расширения до 20 %. Ф.А. Агзамов [1] считает, что при отсутствии глинистой корки

или небольшой ее толщине расширения 1,5–2,0 % будет достаточно для обеспечения надежного контакта цементного камня. При этом специальные требования предъявляются к кинетике расширения тампонажного раствора и камня. Необходимо, чтобы основная часть расширения происходила после окончания продавки цементного раствора в заколонное пространство. Если же расширение происходит в процессе цементирования, то вполне очевидно, оно не окажет положительного влияния на качество крепления скважин. В то же время слишком позднее расширение после формирования жесткой кристаллической структуры цементного камня может оказать отрицательное влияние на изоляционные свойства цементного камня. В этом плане можно говорить об оптимальной кинетике расширения, зависящей от геолого-технических условий скважины.

Проблема получения расширяющегося цементного камня сводится к созданию и регулированию собственных напряжений. Для того чтобы они привели к значительному расширению без ухудшения свойств цементного камня, последний должен быть способен к своеобразной пластической деформации, при которой нарушенные смещением контакты между элементами структуры восстанавливались бы в ходе последующего твердения. По мере гидратации исходного вяжущего вещества количество и прочность структурных связей возрастают и одновременно уменьшается способность к подобной пластической деформации. В то же время давление расширения зависит от прочности структуры: оно тем выше, чем выше прочность цементного камня.

Если структура цементного камня имеет высокую прочность и малую пластичность, она способна без разрушения воспринимать лишь незначительное расширение, но способна оказывать при этом на окружающую среду большое давление. Напротив, «молодая» структура цементного камня, малопрочная и пластичная, может не только воспринимать значительно большую величину расширения, но и способна к самозалечиванию микроразрывов, если они возникают при расширении.

Однако давление расширения при этом невелико. Из этого следует, что большое расширение при небольшом давлении расширения может быть получено на определенной стадии твердения цементного камня.

Для получения необходимой герметизации заколонного пространства состав тампонажного раствора должен быть спроектирован так, чтобы основное расширение заканчивалось, когда еще цементный камень сохраняет пластичность. В общем случае задача получения расширяющихся тампонажных цементов с оптимальной величиной расширения и контактным давлением сводится к подбору добавок, скорость расширения которых увязана со скоростью структурообразования и твердения основного вяжущего. При этом необходимо учитывать время цементирования и влияние седиментационных процессов на свойства раствора и камня из него.

В цементах, описанных в работах [32, 37], расширение происходит за счет образования гидросульфоалюминатов кальция трех- или моносульфатной формы. Расширяющим агентом могут быть гипс, гипсосодержащие добавки, смесь гипса с высокоглиноземистым вяжущим, смесь гипса со специально приготовленным алюминатом кальция, специально приготовленный безводный сульфоалюминат кальция. Температурный интервал применения расширяющихся цементов сульфоалюминатного типа находится в пределах 5...60 °С. Цементы такого типа расширения являются быстротвердеющими, обладают свойствами быстрого расширения.

Разработаны также расширяющиеся тампонажные материалы на оксидной основе [22, 31, 36]. Расширение в этом случае происходит в ходе кристаллизации труднорастворимых гидроксидов. Для температур до 60 °С в качестве расширяющей добавки используется оксид кальция, обожженный при температурах до 1000 °С. Для температур до 120 °С используют известь, обожженную при температурах 1200–1400 °С. Однако оксид кальция быстро гидратируется при хранении и снижает свою активность.

Для более высоких температур целесообразно применять менее активную добавку – оксид магния, обожженный при температуре 1200–1300 °С. Он служит хорошей расширяющей добавкой к цементным или шлаковым вяжущим при температурах 100–150 °С. При температурах выше 160 °С расширяющей добавкой может служить оксид магния, обожженный при температуре 1600 °С.

Возможность получения расширяющихся цементов за счет введения в их состав хроматного шлама, содержащего CaCrO_4 , рассмотрена в работе [26]. В этом случае расширение происходит за счет образования малорастворимой высокохроматной формы алюмината кальция, которое сопровождается увеличением твердой фазы по сравнению с (C_3AH_6) в 2,5–4,6 раза.

Минимальное влияние на коллекторские свойства горных пород

Фильтрат цементных растворов крайне негативно влияет на коллекторские свойства продуктивных пластов [21]. В связи с этим очень важно, чтобы модифицирующие добавки не усугубляли отрицательные последствия проникновения фильтрата. Степень ухудшения коллекторских свойств пластов зависит от глубины проникновения фильтрата, которую необходимо минимизировать. Очевидно, на нее будут влиять не только перепад давления между скважиной и пластом, длительность фильтрации, но и капиллярные силы, осмотические и другие процессы.

Низкая водоотдача тампонажных растворов играет важную роль в сохранении коллекторских свойств пластов. Поэтому целесообразно минимизировать этот показатель.

Сохранение подвижности и прокачиваемости тампонажного раствора

Сохранение подвижности и прокачиваемости тампонажного раствора – это важный технологический параметр, поскольку часто ввод модифицирующих добавок сопровождается

снижением растекаемости и прокачиваемости растворов. Применение любого реагента должно сохранить подвижность раствора в пределах, регламентированных ГОСТом. Прокачиваемость тампонажных растворов должна быть больше продолжительности операции цементирования во избежание осложнений, связанных с преждевременным загустеванием тампонажного раствора.

Обеспечение седиментационной и суффозионной устойчивости раствора

Обеспечение устойчивости раствора – важное требование при строительстве наклонных и горизонтальных скважин. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов является одним из основных факторов, определяющих качество и надежность изоляционного комплекса скважины [30, 38].

Водоотделение при седиментационном разделении раствора можно рассматривать как фильтрацию воды снизу вверх. Чем больше водоцементное отношение, плотность и размеры частиц твердой фазы, тем больше жидкости будет фильтроваться из нижних слоев в верхние, образуя фильтрационные каналы в затрубном пространстве.

В облегченных тампонажных суспензиях одновременно происходит оседание цементных частиц и всплывание частиц облегчающей добавки, т.е. происходит прямая и обратная седиментация.

В основном седиментационные процессы в тампонажных растворах происходят после доставки раствора в затрубное пространство. Чем дольше идет структурообразование, тем продолжительнее идут седиментационные процессы и тем больше опасность расслоения раствора и образования суффозионных каналов.

В общем случае седиментационную устойчивость облегченных тампонажных растворов можно регулировать:

– за счет уменьшения водосмесового отношения и дисперсности твердой фазы;

- повышения вязкости жидкости затворения;
- увеличения интенсивности и длительности перемешивания;
- создания легких вяжущих материалов с одновременным применением жидкости затворения с повышенной плотностью;
- модифицирования поверхности облегчающих добавок с целью предотвращения их всплытия, а при применении микросфер – за счет регулирования плотности и прочности твердой оболочки сферы;
- сокращения времени структурообразования цементного раствора, доведя его до минимума, т.е. до начала седиментационных процессов структурообразование должно завершиться;
- применения армирующих добавок, формирующих каркас структуры твердеющего раствора.

Процессы седиментации, суффозии и водоотдачи зависят от одних и тех же факторов, регулируются одними приемами и часто одними реагентами.

В некоторых случаях низкая водоотдача не означает низкого водоотделения раствора. Особенно это относится к снижению водоотдачи за счет кольматации фильтра, корки или породы, поскольку количество воды в растворе и ее свойства остаются без изменений. Более того, по данным [22] некоторые реагенты пластификаторы относятся к понизителям водоотдачи. Эффект в данном случае достигается снижением водоцементного отношения, т.е. уменьшением начального водосодержания в растворе. При сохранении исходного водоцементного отношения будет получаться сильное расслоение растворов. Это одна из серьезных проблем при использовании комплексных реагентов компаундов, которые содержат в своем составе пластификатор.

Отсутствие влияния на сроки схватывания тампоажного раствора

Многие добавки, применяемые для регулирования свойств цементных растворов, адсорбируются на поверхности зерен цемента, блокируют их, ограничивая контакт с водой. Следствие

этого – замедление сроков схватывания растворов и длительное нахождение растворов в затрубном пространстве скважины в состоянии покоя, данный период является наиболее опасным с точки зрения возникновения затрубных проявлений. Поэтому оптимальным было бы максимальное сокращение периода между получением сигнала «стоп» и началом схватывания цементного раствора. Лучшим вариантом является действие добавки понизителя водоотдачи и в роли замедлителя твердения при закачке раствора, и в роли ускорителя твердения после получения сигнала «стоп».

Минимальное вспенивание

При закачивании цементного раствора в скважину необходимо обеспечить точность подсчета объема прокачиваемого раствора, а также бесперебойность работы насосов.

Серьезные последствия вызывает вспенивание раствора при его обработке различными химическими реагентами. При их больших дозировках во время приготовления цементного раствора часто образуется много пены, которая в значительной степени затрудняет работы, а главное – дает неверное представление об объеме закачанного раствора в скважину и его плотности.

6.1. Обоснование сырьевых компонентов для получения специальных тампонажных материалов

Учитывая опыт крепления нефтяных скважин в России и за рубежом и сравнивая различные базовые тампонажные материалы между собой, можно говорить о наиболее эффективном базовом вяжущем, которым является тампонажный портландцемент.

О пользе данного выбора свидетельствует хорошее сочетание его технических свойств:

– сравнительно высокая скорость твердения при достаточно большом времени сохранения подвижности после смешения с водой;

– водостойкость, способность твердеть как на воздухе, так и под водой;

– способность затвердевать с соответствующей требованиями практики скоростью в широком диапазоне температур окружающей среды;

– хорошая сочетаемость с различными наполнителями, способность к довольно прочному сцеплению с разнородными по физико-химической природе поверхностями, в том числе со сталью;

– достаточная долговечность твердевшего материала при различных условиях окружающей среды;

– доступность сырьевой базы и наличие технологии, обеспечивающей возможность организации производства.

Портландцемент – основа многих видов тампонажных материалов. Он служит базовым материалом и для большинства специальных (модифицированных) тампонажных цементов и растворов. В то же время он и без модификации может применяться в широком диапазоне условий проведения тампонажных (цементировочных) работ в различных сооружениях.

Портландцемент – порошкообразный материал, содержащий искусственные минералы, большинство из которых в природе не встречается, а некоторые встречаются крайне редко. Эти минералы обладают высокой химической активностью и способны взаимодействовать с водой. В результате химических реакций суспензия порошка портландцемента в воде приобретает способность к затвердеванию.

Различные минералы, содержащиеся в портландцементе, по-разному реагируют с водой и влияют на процесс затвердевания и свойства затвердевшего материала, поэтому для эффективного регулирования свойств тампонажных растворов необходимо знать минералогический состав портландцемента и свойства важнейших составляющих его минералов. Эти минералы образуются в результате высокотемпературного обжига смеси оксидов, в которой преобладает (64–68 %) оксид кальция, но входят также (19–23 %) оксид кремния, (4–8 %) оксид алюминия, (3–6 %) оксид железа и много других оксидов в виде примесей.

Из перечисленных четырех главных оксидов оксид кальция обладает основными (щелочными) свойствами, оксид кремния – кислотными, Al_2O_3 и Fe_2O_3 – амфотерные окислы, проявляющие в присутствии CaO кислотные свойства. Естественно, что в протекающих при обжиге смеси оксидов реакциях преобладают реакции между основным оксидом CaO и кислотными оксидами с образованием соответствующих солей. При реакции CaO с SiO_2 возникают силикаты кальция, при реакции с Al_2O_3 – алюминаты кальция, при реакции с Fe_2O_3 – ферриты кальция.

Свойства портландцемента зависят от следующих важнейших факторов: состава портландцементного клинкера; вида, состава и количества вводимых при помоле добавок; тонкости помола и гранулометрического состава порошка портландцемента. Одно из важных свойств портландцемента – это восприимчивость к модифицирующим добавкам. К сожалению, большинство из них при обычных температурах являются инертными, и поэтому ввод любой добавки сопровождается снижением прочности получаемого камня. Это означает, что тампонажный портландцемент имеет ограничения по вводу добавок.

В работах В.С. Данюшевского, Р.М. Алиева, Ф.А. Агзамова, Д.Ф. Новохатского, И.Ф. Толстых, О.П. Мчедлова-Петросяна, Л.Г. Филатова, И.В. Кравченко, К.С. Кутателадзе, К.Г. Красильникова, Р.И. Лиогонькой, Т.Ю. Якуба и других рассмотрены кинетика расширения цементных составов, виды расширяющих добавок, их состав и свойства [3, 4, 11, 16, 18].

В настоящее время опубликованы данные об условиях получения нескольких десятков видов расширяющихся и напругающих цементов, расширение которых вызывают гидросульфоалюминаты кальция, а также оксиды магния и кальция низкотемпературного обжига, реакция образования активной газовой фазы и др. Эти цементы получают на основе портландцемента, глиноземистого цемента и на их сочетании. При этом используют специальные расширяющиеся компоненты и некоторые добавки. Наиболее широко применяется способ совместного измельчения

составляющих цемент компонентов, содержащих низкоосновные алюминаты кальция.

Известны два способа, позволяющие придать цементному камню свойство расширения. В состав цементного раствора можно ввести вещества, образующие при химической реакции между собой или с веществами цементного раствора газообразные продукты. Увеличение количества газа в ходе реакции (а также повышение температуры) вызывает расширение пузырьков газа и возникновение внутренних напряжений. Этот путь широко используется для цементов, твердеющих на поверхности, однако в скважине расширению пузырьков газа препятствует гидравлическое давление. Исключения составляют некоторые случаи тампонирувания зон поглощений, где такое расширение возможно [18].

При втором способе вводят вещества (расширяющие добавки), которые при химической реакции между собой или с другими веществами цементного раствора образуют кристаллические продукты. Рост кристаллов этих веществ в порах цементного камня служит причиной появления внутренних напряжений, вызванных кристаллизационным давлением. На ранней стадии твердения цементного камня ему присуща в основном открытая пористость, поэтому гидравлическое давление не препятствует деформации скелета твердой фазы. Оно оказывает определенное влияние на расширение в той мере, в какой в цементном камне присутствуют замкнутые поры, и существенно не влияет на расширение. Собственные напряжения в этом случае регулируются кинетикой развития и величиной кристаллизационного давления, которые определяются выбором расширяющей добавки применительно к свойствам цемента и условиям твердения.

В большинстве строительных расширяющихся цементов используется кристаллизационное давление трехсульфатной формы гидросульфалюмината кальция. Для кристаллизации этого соединения необходимо присутствие в водном растворе ионов Ca^{2+} , Al^{3+} , SO_4^{2-} при достаточно высоком pH среды ($\text{pH} \geq 10,2$). В этих цементах расширяющей добавкой могут быть гипс (в гипс-

соглиноземистом цементе), смесь гипса с высокоглиноземистым шлаком, смесь гипса со специально приготовленным алюминатом кальция, специально приготовленный безводный сульфоалюминат кальция [18].

Применение реакции образования гидросульфоалюмината кальция для получения расширяющихся тампонажных цементов сопряжено с рядом трудностей. Опасность позднего расширения может быть исключена лишь при точном регулировании скорости этой сложной химической реакции. Поэтому она применяется для получения цементов с небольшим расширением, которое допускает менее строгие требования к ограничению периода расширения. Кроме того, цементы сульфоалюминатного расширения в большинстве своем являются быстрорасширяющимися.

Важным недостатком цементов, содержащих большое количество гидросульфоалюмината, а также других алюминатов кальция является их низкая термостойкость, они разрушаются при температурах > 100 °С.

Значительно больше подходят для тампонажных цементов расширяющие добавки на оксидной основе, в качестве которых обычно применяют СаО и MgO [23, 38]. Они создают кристаллизационное давление в результате кристаллизации труднорастворимых гидроксидов при гидратации оксидов. Давно известно явление расширения цементных растворов и бетонов, вызванное присутствием в цементе несвязанных при обжиге клинкера оксидов кальция и магния.

Высокая температура обжига клинкера обусловила образование их в виде плотных кристаллических фаз с малой химической активностью, вследствие которой при невысокой температуре среды твердения они гидратируются очень медленно, вызывая собственные напряжения на поздних стадиях твердения. Поэтому расширение, вызванное наличием этих оксидов в цементе, сопровождается трещинообразованием и снижением прочности цементного камня. Однако простая бимолекулярная реакция гидратации этих оксидов значительно легче поддается

регулированию. Ее скорость можно подобрать такой, чтобы реакция закончилась на нужной стадии твердения цементного камня. Скорость гидратации оксидов кальция и магния технологически достаточно просто регулируется температурой их обжига (при получении из соответствующих карбонатов) и дисперсностью.

Исследования показали, что оксиды кальция и магния также можно использовать для получения цементов, способных расширяться. Это возможно в том случае, если такие оксиды получены низкотемпературным обжигом исходных карбонатов кальция и магния и скорость их гидратации можно регулировать.

Расширяющие добавки на основе оксидов магния и кальция могут быть использованы в широком диапазоне температур в зависимости от температуры обжига этих оксидов.

При креплении нефтяных скважин используют следующие наиболее распространенные материалы и добавки:

- ПЦТ – портландцемент тампонажный различных марок (ПЦТ-I-50, ПЦТ-I-100, ПЦТ-I-G-СС-1 и другие);

- пластификатор на основе поликарбоксилата для регулирования реологических свойств тампонажных растворов и снижения гидродинамических давлений при цементировании;

- понизитель фильтрации – гидроксиметилцеллюлоза (ГМЦ) для предупреждения обезвоживания цементных растворов, исключения осложнений при закачке и продавке цементного раствора и сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов;

- пеногаситель для предупреждения вспенивания и облегчения цементного раствора при его приготовлении;

- хлористый кальций (CaCl_2) – реагент ускорителя загустевания и схватывания.

ДР – расширяющие добавки:

- на основе оксида кальция, для проведения опытов при нормальных температурах;

- на основе оксида магния, для проведения опытов при умеренных и повышенных температурах.

6.2. Методика исследований свойств расширяющихся тампонажных составов

Требования к тампонажным материалам для цементирования нефтяных и газовых скважин в основном определяются особенностями геолого-технических условий строительства скважин. Выбор рецептуры тампонажного раствора с учетом требований, предъявляемых к цементному раствору-камню, является сложной задачей.

Тампонажный раствор должен оставаться подвижным во время его транспортирования и размещения в заколонном пространстве и сразу же после завершения процесса цементирования затвердевать в безусадочный камень, удовлетворяющий требованиям ГОСТ 1581-96.

Указанные процессы происходят в стволе скважины сложной конфигурации, где температура и давление изменяются с глубиной, имеются поглощающие и высоконапорные пласты, а также пласты, насыщенные различными агрессивными средами, минерализованными водами, нефтью или газом. При таких изменяющихся условиях один тип цемента или одна и та же рецептура тампонажного раствора не могут быть одинаково приемлемы. Один тип цемента не может отвечать всем требованиям, связанным с разнообразием условий даже в одной скважине. Часто возникает необходимость целенаправленного изменения основных физико-механических свойств тампонажных растворов путем их обработки модифицирующими добавками различного назначения.

К основным параметрам тампонажных растворов, которые необходимо регулировать и контролировать, относятся: плотность, растекаемость, показатель фильтрации, водоудерживающая способность, время загустевания и схватывания, реологические характеристики. Для цементного камня основными технологическими параметрами являются: механическая прочность, проницаемость, коррозионная стойкость, показатель адгезии к горным породам и обсадным трубам.

Приготовление тампонажного раствора – приготовление цементных растворов и исследование их свойств производится по методикам, определенным ГОСТ 26798.1-96 (для всех тампонажных цементов, кроме цементов типов I-G и I-H) и ГОСТ 26798.2-96 (для цементов типов I-G и I-H).

При проведении исследований и определении оптимальных значений модифицирующих добавок, для разработки рецептур расширяющихся тампонажных составов контролировались и регулировались следующие основные технологические свойства цементных растворов:

– **растекаемость тампонажного раствора:** при разработке рецептур расширяющихся тампонажных растворов растекаемость определяется на конусе АзНИИ согласно ГОСТ 26798.1-96. Обычно обеспечивается значение растекаемости не менее 220 мм, при этом в настоящее время рекомендуемое значение составляет 235–250 мм;

– **плотность тампонажного раствора:** при разработке рецептур расширяющихся тампонажных растворов требования к значению величины плотности тампонажных растворов определяются горно-геологическими условиями ведения работ, и в зависимости от водосмесового отношения значение плотности может меняться в больших пределах;

– **показатель фильтрации тампонажного раствора:** при разработке рецептур расширяющихся тампонажных растворов показатель фильтрации определяется на фильтр-прессе, при этом при помощи модифицирующих добавок обеспечивается значение показателя фильтрации не более 30 мл (для нормальных температур – 25–30 °С) и не более 50 мл (для умеренных температур – 75–80 °С) за 30 мин при перепаде давления 0,7 МПа;

– **время загустевания цементного раствора:** при разработке рецептур расширяющихся тампонажных составов определение времени загустевания цементного раствора осуществляется на консистометрах;

– **сроки схватывания тампонажных растворов:** при разработке рецептур расширяющихся тампонажных составов

определение сроков схватывания цементного раствора осуществляется на приборе «Вика»;

– **вспенивание:** при закачивании цементного раствора в скважину необходимо обеспечить точность подсчета объема прокачиваемого раствора, а также бесперебойность работы насосов.

Серьезные последствия вызывает вспенивание раствора при его обработке различными химическими реагентами. При их больших дозировках во время приготовления цементного раствора часто образуется много пены, которая в значительной степени затрудняет работы, а главное – дает неверное представление об объеме закачанного раствора в скважину и его плотности.

В связи с этим необходимо предварительно определить в лаборатории способность раствора к пенообразованию.

При разработке рецептур расширяющихся тампонажных составов при помощи модифицирующих добавок исключалось пенообразование при приготовлении тампонажных растворов. Способность к пенообразованию оценивается замером плотности у приготавливаемых растворов;

– **прочность цементного камня:** при разработке рецептур расширяющихся тампонажных составов определение предела прочности цементного камня на изгиб производится на испытательных машинах, прессах. Для этого формы для получения образцов-балочек цементного камня заполняются цементным раствором. И далее производилось испытание на прочность образцов (балочек) цементного камня через 1, 2, 4 и 7 суток и т.д.;

– **плотность контакта цементного камня с сопредельными средами:** для качественного сравнения величины и механизма расширения тампонажных составов проводятся исследования влияния различных расширяющих добавок на плотность контакта цементного камня с сопредельными средами.

При проведении исследований применяются специальные формы и металлические стержни. Внутренняя поверхность

полой цилиндрической формы – коническая, по периметру наружной поверхности формы закреплены 4 пластины для упора при выдавливании стержня и цементного камня. Стержень так же имеет коническую боковую поверхность с углом наклона образующей к оси, как и у формы, 2–3° с целью снижения влияния сил трения на результаты исследований.

Твердение тампонажного раствора в формах происходит в воздушной среде при комнатной температуре (23 °С) в течение 24 часов. Для каждой рецептуры тампонажного раствора проводится не менее 3 измерений величины усилия выпрессовки.

7. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Как отмечалось в п. 2, при первичном вскрытии продуктивных пластов бурением ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, пористости и проницаемости, и в результате этого ввод скважин в эксплуатацию происходит с дебитами ниже потенциальных.

7.1. Методы кумулятивной перфорации

В настоящее время существует целый ряд *методов перфорации*, таких как пулевая, торпедная, электролитическая, химическая, сверлящая, прокалывающая, фрезерующая, термическая, механическая гидропескоструйная и гидравлическая гидропескоструйная.

Основными методами вторичного вскрытия в Пермском Прикамье являются *прострелочно-взрывные работы кумулятивными перфораторами* различных конструкций.

Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток – *кумулятивную струю*. Если выемка заряда 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. 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 оказывается пренебрежимо малым.

Поэтому глубина пробития канала в преграде не зависит от механической прочности материала преграды, а определяется

соотношением плотностей материала струи и преграды. Благодаря этому кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных прочными породами [29].

При проникновении струи в преграду расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среда от оси канала. Однако в связи с этими процессами изменяется структура порового пространства породы в зоне и вокруг перфорационного канала. Как показали лабораторные эксперименты, около 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными продуктами горения.

В момент перфорации может иметь место как *разрыхление*, так и *уплотнение* породы вокруг канала.

Общими достоинствами бескорпусных перфораторов являются: легкость, удобство в обращении, достаточная гибкость, позволяющая спускать их в скважину малого диаметра и через суженные участки обсадной колонны, более высокое, чем у корпусных перфораторов тех же габаритов, пробивное действие и возможность отстрелять за один спуск большее число зарядов и вскрыть пласт большей мощности.

Ленточные перфораторы с зарядами в стеклянных или силликатных оболочках мало засоряют скважину осколками, хорошо проходят в скважину, дают возможность судить о работе каждого заряда по деформации гнезд в лентах, позволяют за один спуск вскрыть разобщенные пласты, если использовать соответствующее число не оснащенных зарядами лент при сплошном ДШ. В то же время деформируемая при взрыве зарядов лента затрудняет извлечение отстрелянного перфоратора из скважины и может привести к прихвату, особенно в случае неполной детонации или отказа отдельных зарядов. Заряды простреливают стенки скважины в одной плоскости (перфораторы типов КПРО и ПР в двух плоскостях), в связи с чем ухудшаются условия вскрытия пласта и увеличивается степень повреждения обсадной колонны и цементного камня.

Перфораторы типа ПРК с зарядами в алюминиевых оболочках на утяжеленном жестком каркасе обладают лучшей про-

ходимостью в скважине по сравнению с ленточными и полностью разрушающимися перфораторами. Малая деформация каркаса не затрудняет извлечения отстрелянных перфораторов типа ПРК из скважины, в том числе через насосно-компрессорные трубы. Перфораторы типа ПРК засоряют скважину осколками больше, чем ленточные, но меньше, чем полностью разрушающиеся перфораторы. По деформации каркаса можно судить о полноте срабатывания зарядов.

Основные преимущества полностью разрушающихся перфораторов (кроме ПРЧОО): возможность спуска через насосно-компрессорные трубы, а также вскрытие пластов при загерметизированном устье скважины и стационарно спущенной колонне НКТ.

Недостаток разрушающихся перфораторов – значительное засорение скважины осколками оболочек зарядов и обойм, которые из-за низкой плотности, сравнимой с плотностью утяжеленных растворов, могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в колонне или закупорить штуцер, затрудняя испытание и эксплуатацию скважины. По этой же причине повторный спуск перфоратора нежелателен, в случае необходимости, например, при спуске через насосно-компрессорные трубы, требуется предварительное шаблонирование. Размеры осколков увеличиваются с ростом гидростатического давления в зоне перфорации.

Разрушающийся перфоратор ПР100 обладает высоким пробивным действием и способен вскрыть пласт в скважине многоколонной конструкции, но в то же время он оказывает большое воздействие на обсадную колонну и цементный камень. Правда, при наличии трех или четырех зацементированных колонн повреждение внутренней колонны обычно невелико и не может заметно нарушить разобщение пластов.

Однако при использовании корпусных перфораторов также не исключаются скачки давления во время перфорации.

Так, по данным специалистов ПО «Ноябрьскнефтегаз», при использовании перфораторов ПК-105 скачок давления со-

ставляет 59,5 МПа, а ПКО-73 – 53,5 МПа [28]. Такие давления могут привести к разрушению цементного камня за обсадной колонной и образованию канала между обсадной колонной и цементным камнем.

Другие типы кумулятивных перфораторов (табл. 7.1, 7.2) также имеют высокую пробивную способность.

Бескорпусные перфораторы ПР-43 и ПР-54 спускаются в скважину на каротажном кабеле через насосно-компрессорные трубы.

Для вскрытия продуктивных пластов на депрессии и пластов с аномально высокими давлениями, а также для проведения перфорации в «пологих» скважинах и скважинах с горизонтальным окончанием используются перфораторы *ПНКТ-73* и *ПНКТ-89*, т.е. перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах.

Поэтому достоинства и недостатки *перфораторов типа ПНКТ1* следует рассматривать в сравнении с таковыми других перфораторов, позволяющих вскрыть пласт в этих же условиях, т.е. малогабаритных перфораторов, спускаемых через насосно-компрессорные трубы, главным образом бескорпусных перфораторов.

Перфораторы типа ПНКТ1 содержат более мощные кумулятивные заряды, расположенные ближе к стенкам обсадной колонны и пробивающие в горной породе каналы значительно большей длины и диаметра, чем длина и диаметр каналов, пробиваемых малогабаритными перфораторами типов ПР, ПРК, КПРУ, ПКО50 и ПКОС38М. В связи с этим при их использовании повышается качество гидродинамической связи скважины с пластом, образуемой за один спуск при сравнительно невысокой плотности перфорации. Перфораторами типа ПНКТ1 можно одновременно вскрыть пласт большой (до 50 м) мощности, а также несколько разобщенных по высоте пластов. Эти перфораторы не засоряют скважину и оказывают значительно меньшее воздействие на ее элементы.

Применяемые типы и техническая характеристика перфораторов

Параметр	Пулевые перфораторы	Кумулятивные перфораторы									
		Корпусные					Бескорпусные				
		ПК85ДУ ПК105ДУ	ПК80Н ПК95Н	ПНКТ73 ПНКТ89	ПК073 ПК089	ПК073 ПК089	ПК073 ПК089	ПКСУЛ80 ПКСУЛ80-1 ПКС105У	ПР43 ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	100	80	120	100	45 70	120	180; 200	150; 150	50; 80	80	80
Максимальная температура, °С	200	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	100; 150	150	150
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ), мм	98	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76
Максимальное число зарядов, отстреливаемых за запуск	12 10	20	20	250	60 20	40 20	100	100	6 11 6	100	300
Плотность перфорации, отв./м	2	12	12	6	10 6	10	6	10	10	10	8
Полная длина канала, мм	200 180	95 145	185 255	155 250	155 200	155 250	165 165 275	120 150	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм	25 20	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	8 10	9	

Таблица 7.2

Технические характеристики перфораторов типа ПНКТ1

Показатель	ПНКТ1-	ПНКТ1-	ПНКТ1-	ПНКТ1-
	89–600	89–1000	73–450	73–1000
1	2	3	4	5
Наружный диаметр, мм:				
корпус	89	89	73	73
головка	73	73	73	73
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (мм) при давлении, МПа:				
> 40	115	115	96	96
15–40	117	117	98	98
< 15	124	124	109	109
Максимально допустимое давление, МПа, для корпуса из стали группы прочности:				
Л, импортная Р-105	85	100	55	100
Е	70	100	45	100
К	60	100	40	100
Д	45	80	35	80
Минимально допустимое давление, МПа, для корпуса из стали группы прочности:				
Л, импортная Р-105	25	85	25	55
Е	20	70	20–	45
К	15	60	15	40
А	10	45	10	35
Максимально допустимая температура, °С, при пребывании в скважине, сут:				
<2170	170	170	170	
<6150	150	150	150	
Глубина пробиваемого канала в единой мишени, мм, при прочности на сжатие песчаника, МПа:				
45	180; 240	190; 260	155; 215	155; 215
25	220; 280	230; 300	180; 250	180; 250
Средний размер пробиваемого канала, мм, в обсадной колонне	14	14; 14,5	13; 11,5	13; 11,5
в горной породе с прочностью на сжатие, МПа:				
45	12; 12,5	12; 13	11	11
25	14	14; 15	13; 12	13; 12
Максимальное число зарядов, используемых в одном комплекте перфоратора, спускаемых одновременно	150; 220	150	220	220
	220; 300	200	300	300

Окончание табл. 7.2

1	2	3	4	5
Минимально допустимый шаг между зарядами, мм, при давлении, МПа:				
>25	150; 100	150	100	100
15–25	225; 150	225	150	150
< 15	300; 200	300	200.	200
Угол сдвига осей соседних зарядов, град	90; 180	90	90; 180	90
Плотность перфорации, отв./м:				
максимальная	6; 9	6	9	9
минимальная	3; 4,5	3	4,5	4,5
Максимальная мощность вскрываемого пласта, м	50	50	50	50
Масса ВВ одного заряда, г	52; 27,2	52; 27,2	29; 16,2	29; 16,2
Длина перфоратора из деталей одного комплекта, мм	24 880	24 880	24 890	24 890
Масса, кг:				
головки	10,2	10,2	10,2	10,2
заряженного перфоратора длиной 10 м (без головки)	395	312	102	215

Допустимые значения температуры (170 °С) и давления (100 МПа) для перфораторов типа ПНКТ1 несколько выше, чем для перфораторов типа ПР (150 °С, 80 МПа); больше и допустимое превышение пластового давления над гидростатическим (депрессия на пласт) в момент перфорации. В случае отстрела перфоратора типа ПР при большой депрессии, как и при неглубоком погружении в жидкость, возникает опасность заклинивания в межтрубном пространстве головки перфоратора или кабеля из-за их резкого подбрасывания.

В случае использования перфораторов типа ПНКТ1 отпадает надобность в каротажном подъемнике с кабелем (если они не требуются для привязки по глубине), а также в лубрикаторе с мачтой, которые необходимы при работе с малогабаритными перфораторами.

Из-за недостатков перфораторов типа ПНКТ1, ограничивающих область их применения, невозможно:

– вскрыть пласт в газовой среде и при гидростатическом давлении ниже 10 МПа;

– спускать геофизические приборы непосредственно в интервал перфорации через насосно-компрессорные трубы;

– производить повторную перфорацию при эксплуатации скважины без глушения вскрытого пласта (все это возможно осуществить перфораторами ПР и частично другими малогабаритными перфораторами).

Однако повторные отстрелы при первичной перфорации для наращивания ее плотности с целью повышения продуктивности, а также многократные отстрелы с целью вскрытия всей мощности пласта как вынужденные меры при работе с малогабаритными перфораторами нежелательны. При последующих отстрелах снижается (иногда существенно) эффективность перфорационных каналов, образованных при предыдущих отстрелах, увеличивается деформация колонны при одинаковой суммарной плотности перфорации, особенно в случае использования бескорпусных перфораторов.

Ограничения в использовании перфораторов ПНКТ1, связанные с невозможностью спуска геофизических приборов непосредственно в интервал перфорации через трубы, не распространяются на разведочные скважины и относятся только к эксплуатационным скважинам в случаях, когда по ним осуществляют контроль за разработкой месторождения.

В них используются заряды ЗПКО-73 или ЗПКО-89 в бумажно-литных оболочках или заряды ЗПКО 89Е и ЗПКО 73Е – в металлических оболочках.

Спуск перфораторов на трубах происходит медленнее, чем спуск на кабеле, возможны непредвиденные остановки.

В связи с этим время пребывания перфоратора типа ПНКТ1 в скважине при высокой температуре больше, чем перфораторов, спускаемых на кабеле.

Соответственно снижается максимально допустимая температура (по сравнению с паспортной) для универсальных взрывчатых материалов (ВМ) при использовании в перфораторах ПНКТ1 (табл. 7.3).

Таблица 7.3

Максимально допустимая температура (°С) для ВМ
при использовании в перфораторах типа ПНКТ1

Марка ВМ	Время пребывания в скважине, сут	
	≤2	≤6
Кумулятивные заряды:		
ЗПНКТ1-89-170, ЗПНКТ1-73-170	170	150
ЗПКО-89-200, ЗПКО-73-200	170	150
ЗПКО89Е-190, ЗПКО-73Е-190	140	120
ЗПНКТ1-89-120, ЗПНКТ1-73-120	120	100
ЗПКО89Е-170, ЗПКО73Е-170	120	100

При использовании кумулятивных перфораторов создается очень высокое давление. Так, по результатам исследований А.М. Руцкого, при перфорации первых отверстий внутри эксплуатационной колонны развивается давление более 100 МПа. При таких давлениях происходит разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной. Кроме того, нарушается плотность контакта между эксплуатационной колонной и цементным камнем. Последнее обусловлено тем, что эксплуатационная колонна имеет упругие свойства, т.е. способность к упругим деформациям, а цементный камень не имеет, поэтому происходит отслаивание цемента от обсадных труб. В результате между цементным камнем и обсадными трубами образуется канал, по которому в большинстве случаев идет прорыв ниже- или выше-лежащих пластовых вод.

Величины давлений, полученные А.М. Руцким, практически полностью подтверждаются данными специалистов ПО «Ноябрьскгеофизика» при использовании перфораторов типа ПКС-80. Так, давление, замеренное на расстоянии 1 м от нижнего заряда, составляет 78–102 МПа, а давление, замеренное на расстоянии 0,8 м от верхнего заряда, – 82–100 МПа.

Одним из путей снижения отрицательного воздействия давления на обсадную колонну и цементный камень является установка компенсатора давления – на расстоянии 1,5–2,5 м от верх-

него или нижнего заряда, что позволяет снижать импульс давления в 2–2,5 раза. Это техническое решение имеет важное значение. В период 1980–1990 годов этот метод с использованием компенсаторов применялся достаточно широко, как и метод создания гидравлической связи скважины с продуктивным пластом путем растворения заглушек в обсадной колонне, однако эти методы не вышли из стадии эксперимента.

Из щадящих методов перфорации в Западной Сибири широкое применение нашла *технология вторичного вскрытия сверлящим перфоратором ПС-112*. При этом способе не повреждаются колонна и цементный камень. Отверстия сверлят снизу вверх при плотности 5–10 отверстий на одном погонном метре диаметром 0,014–0,016 м. Одним из основных недостатков перфоратора ПС-112 является недостаточная глубина сверления (до 0,05 м от наружной стенки колонны), что не всегда обеспечивает вскрытие продуктивного пласта. При перфорации сверло быстро затупляется. При этом не вскрывается зона загрязнения, поэтому способ не всегда эффективен, особенно в низкопроницаемых пластах [28].

При существующих геолого-технических условиях в Пермском Прикамье, в частности, при малой толщине продуктивных пластов (2–5 м), низких их коллекторских свойствах, при наличии близкорасположенных водоносных горизонтов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами после кумулятивной перфорации возникают заколонные перетоки. Затем происходит прогрессирующее обводнение продукции скважин, что влечет снижение дебитов нефти вплоть до нулевых. В таких случаях возникает необходимость проведения изоляционных работ, в которых обычно используют цементные растворы и вязкоупругие составы. Последующий перестрел интервала кумулятивными перфораторами с ограниченной длиной формируемого канала не позволяет получить должной гидродинамической связи с пластом.

В случае получения притока нефти скважины из-за загрязнения призабойной зоны продуктивных пластов перфорационной жидкостью, а также из-за появления напряженного состояния

горных пород дебит скважин не достигает своего потенциального значения. В результате скважины, в течение нескольких месяцев (4–6 и более) работая с заниженными дебитами, в большинстве случаев не успевают очиститься до того момента, когда вновь наступает необходимость ее задавки для последующего ремонта. В то же время надежные щадящие методы вторичного вскрытия отсутствуют.

Аналогичное положение отмечается и в других регионах. Так, наиболее распространенный и применяемый в ООО «Ноябрьскгеофизика» метод вторичного вскрытия – это перфорация зарядами ПР-43 через НКТ-73 с плотностью прострела 10 отв/п.м. Этим методом вскрыто примерно 50 % скважин [28].

Перфораторы ПР-43 обладают повышенной пробивной способностью и более значительным негативным воздействием на цементный камень в заколонном пространстве.

В связи с этим правомерно ожидать отрицательный результат при эксплуатации скважин, что в определенной мере подтверждается информацией специалистов ООО «Ноябрьскгеофизика», из которой следует, что обводненность пластов после перфорации ПР-43 уже через три месяца эксплуатации происходит в 39 % скважин.

В последнее время отечественными и зарубежными специалистами и учеными интенсивно ведутся работы по разработке комплексного способа, обеспечивающего вскрытие с одновременной интенсификацией притока.

Так, разработанная фирмой Mara-Stin технология представляет собой современную кумулятивную перфорацию с одновременным газодинамическим воздействием на пласт пороховыми газами. Сборка *устройства Stin-Gun* – это гильза или труба из твердого смесового топлива (ТСТ), подобного твердому топливу ТРТ, размещенная вокруг внешней поверхности перфоратора. При срабатывании кумулятивных зарядов плазменная струя пробивает стенки гильзы из ТСТ, а продукты детонации поджигают ее. Образующийся поток пороховых газов высокого давления проникает в перфорационные кана-

лы, разрушает зону уплотнения вокруг их стенок и создает трещины протяженностью 0,9–1,8 м от конца канала. Когда давление в каналах исчезает, газ из породы возвращается в скважину и удаляет со стенок каналов образующиеся во время перфорации осколки и мелкодисперсные частицы разрушенной породы [39].

Как показал опыт работы компании Owen Oil tools (1999 г.), при перфорации твердых пород добыча нефти значительно возрастает, если используются кумулятивные заряды глубокого пробития Raptor в сочетании с гильзой из ТСТ. Такие же результаты получаются в несцементированных песчаниках при сочетании зарядов KISS малого пробития с гильзой из ТСТ.

Несмотря на простоту и эффективность конструкции, устройство «Stin-Gun» имеет следующие существенные недостатки. ТСТ гильзы содержат массовое количество окислителя – перхлората калия (не менее 75 %), из-за чего в продуктах горения заряда выделяется около 50 % твердых остатков, не выполняющих полезную работу. Основную работу проводит содержащийся в продуктах горения углекислый газ. Однако продолжительность его действия невелика, поскольку при высоком давлении он хорошо растворяется в водных растворах. Под действием многочисленных ударных волн и продуктов взрыва кумулятивных зарядов наружный заряд ТСТ разлетается на осколки и не весь сгорает в интервале перфорации. Вследствие этого невозможно управлять режимом газообразования и количеством порохового газа, попадающего в перфорационные каналы.

Группой специалистов ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика» и Пермского ИТЦ «Геофизика» разработано и запатентовано *кумулятивное устройство корпусного типа* – газогенератор ГП-105, сокращенное название «Перфоген». Устройство состоит из перфораторного модуля, содержащего две перфораторные секции с кумулятивными зарядами, и газогенераторного модуля, включающего две пороховые камеры с твердотопливными зарядами. Технические характеристики ГП-105 приведены ниже.

Техническая характеристика ГП-105

Наружный диаметр, мм	105
Максимальная температура в скважинах, °С	150
Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
Плотность перфорации, отв./м	10
Глубина перфорационных каналов, создаваемых кумулятивными зарядами ЗПК105Н, мм	650–700
Протяженность зоны трещиноватости от оси скважины, мм	Примерно 1000
Ресурс корпуса устройства, число залпов, не менее	25
Суммарная масса одновременно сжигаемых пороховых зарядов, кг	3–5
Удельный объем пороховых газов, л/кг	1000
Число кумулятивных зарядов, отстреливаемых за один залп	10–20
Масса взрывчатого вещества в одном кумулятивном заряде, г	20

«Перфоген» позволяет за одну спускоподъемную операцию осуществить *две основные обработки пласта*: перфорацию и интенсификацию притока с помощью высокоэнергетического потока пороховых газов, движущихся в пласт за кумулятивной струей и продуктами взрыва зарядов. Кроме того, можно осуществлять термогазохимическое воздействие на пласт в результате применения специально разработанного и запатентованного в России термостойкого пороха, образующего при сгорании в скважине большое количество легких и кислотообразующих газов. Последние способны снижать вязкость нефтепродуктов и растворять скелет породы, увеличивая ее проницаемость.

Преимущества корпусного устройства «Перфоген» по сравнению с известными комплексными устройствами подобного типа следующие:

- многократность использования аппаратуры, не снаряженной взрывчатыми материалами;
- возможность применения пороховых или твердотопливных зарядов, образующих при сгорании большое количество газов, что позволяет повысить эффективность газодинамической обработки продуктивных пластов;

– возможность направлять поток пороховых газов в зону перфорированного пласта, что позволяет существенно повысить коэффициент использования энергии порохового заряда.

К недостаткам устройств «Stin-Gun» и «Перфоген» следует отнести:

- большие термодинамические нагрузки на крепь скважин;
- отсутствие возможности снизить напряженное состояние в призабойной зоне продуктивного пласта;
- смыкание трещин, образующихся в пласте при снятии давления.

Значительные сомнения вызывают данные по глубине перфорационных каналов и протяженности зоны трещиноватости.

В зарубежной практике в последние годы применяется устройство «ПенеДРИЛЛ».

Возможности устройства и область его применения:

1. Вторичное вскрытие зоны загрязнения продуктивного пласта, образовавшейся в результате проникновения бурового или цементного раствора;

2. Прохождение призабойной зоны пласта закольматирующей мелкодисперсными частицами или отложениями АСПО, в процессе длительной эксплуатации скважины или при проведении ремонтно-изоляционных работ;

3. Вскрытие водо- и газонефтяных пластов, где существует вероятность возникновения заколонной циркуляции при применении обычных методов перфорации.

Инструмент применяется для выбуривания радиальных туннелей в породе на глубину до 2 м без ориентирования.

В начале фрезой в эксплуатационной колонне высверливают отверстие диаметром 26 мм. Затем в него вводят буровую головку на гибком валу и выбуривают канал диаметром 17 мм. Одновременно выбуривают один канал. Продолжительность бурения 10–20 мин. За один спуско-подъем строят обычно 4–8 туннелей.

Применяемые инструменты рассчитаны на обсадные колонны с наружным диаметром 114–178 мм. Длина прибора в собранном виде составляет 18 м. Прибор в колонне не ориентирован.

Наружный диаметр прибора под эксплуатационную колонну диаметром 146 мм составляет 111 мм.

Промывочной жидкостью, применяемой при бурении туннелей, может быть любая жидкость, не загрязняющая пласт, которая удовлетворяют следующим требованиям:

- чистая, максимально допустимый размер частиц не больше 20 мкм в количестве 0,1 %;
- не содержит сероводорода и кислот.

Объем промывочной жидкости, необходимый для бурения одного канала, 1–3 м³. За один спуско-подъем (8–12 отверстий) расходуется примерно 20 м³ жидкости. Максимальное давление на агрегате – 24 МПа, на бурильной головке – 5 МПа.

За три последних года по данной технологии выполнено около 300 скважино-операций. Основной объем работ производился в Канаде, несколько операций проведены в США и Омане.

В комплекс оборудования «ПенеДРИЛЛ» входят автомобиль, станция управления, трехплунжерный насос и два комплекта перфораторов.

К недостаткам данного метода следует отнести:

- неориентированность радиальных туннелей, что при малых мощностях продуктивных пластов, которые имеют место в Пермском Прикамье, может привести к попаданию в водо- или газонасыщенные участки пласта;
- высокие требования к рабочей жидкости, которые не выполнимы без специальных средств очистки (центрифуг);
- отсутствие возможности достичь снижения напряженного состояния в призабойной зоне продуктивного пласта.

7.2. Нагрузки на крепь при кумулятивной перфорации

Наряду с технологией цементирования на состояние крепи скважин большое влияние оказывают методы вторичного вскрытия. Так, при кумулятивной перфорации, в интервале перфорации и на 50 м выше и ниже него создается очень высокое давление, более 70–100 МПа [30]. При таких давлениях проис-

ходит разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной и тем более разрушение тонкого цементного кольца за обсадными трубами хвостовика бокового ствола, нарушается плотность контакта между эксплуатационной колонной и цементным камнем. Последнее обусловлено тем, что эксплуатационная колонна имеет упругие свойства, т.е. способность к упругим деформациям, а цементный камень не имеет, поэтому происходит его разрушение. В результате между цементным камнем, обсадными трубами и стенками скважины образуются каналы. Например, в работе [1] приведена схема возникновения негерметичности крепи скважины при работах внутри обсадной колонны (рис. 7.1).

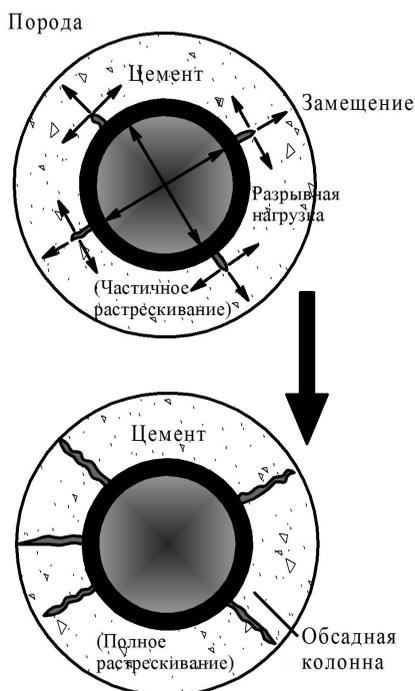


Рис. 7.1. Механизм образования трещин в цементном камне

В работах Ф.А. Агзамова проанализированы различные методы перфорации и показано, что большинство из них крайне негативно сказываются на состоянии крепи скважины и состоянии призабойной зоны пласта (табл. 7.4).

При применении многих из указанных способов в боковых стволах последствия могут быть более серьезными. Это связано с большой протяженностью цементного кольца в горизонтальном стволе, подтягиванием воды по большей площади. Кроме того, необходимо отметить, что при сомнительном состоянии крепи за хвостовиком в боковых стволах применение кумулятивных методов перфорации может привести к полному разрушению цементного камня и, как следствие, обводнению продукции скважин и более серьезным экологическим последствиям и др.

В настоящее время вторичное вскрытие продуктивных пластов в боковых стволах скважин в 95 % случаев осуществляется кумулятивными методами. При этом оставшиеся 5 % приходится на конструкцию боковых стволов скважин, предполагающую эксплуатацию открытым стволом.

В Пермском крае было предложено и успешно испытано применение щелевой гидropескоструйной перфорации в качестве щадящего метода вторичного вскрытия продуктивных пластов при сомнительном состоянии крепи эксплуатационных колонн.

Все это свидетельствует о том, что при вторичном вскрытии продуктивных пластов при разбуривании нефтяных месторождений боковыми стволами необходимо применение щадящих методов перфорации.

Применяемые в настоящее время технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов не соответствуют получению потенциальных дебитов скважин в связи с отрицательным воздействием на ПЗП буровых и тампонажных растворов, жидкостей перфорации и глушения.

При вскрытии на репрессии отрицательное влияние буровых растворов на продуктивный пласт сводится к набуханию глинистых минералов породы под воздействием фильтрата бу-

Таблица 7.4

Сравнительная оценка способов перфорации

№ п/п	Способ перфорации	Глубина проникновения в породу, см	Диаметр отверстий, мм	Количество отверстий на 1 пог. м	Избыточное давление в интервале перфорации, МПа	Целостность цементного камня	Сохранение чистоты пласта
1	Пулевая	5-10	10-15	До 20	До 100 МПа	-	-
2	Торпедная	5-15	10-15	До 20	До 100 МПа	-	-
3	Кумулятивная	10-25	5-15	До 20	До 300 МПа	-	-
4	Щелевая гидродескоструйная	400-450	Ширина: 4-5 Длина: 250	4-12	До 10 МПа	+	-/+
5	Сверление	2-5	10-30	До 20	До 3 МПа	+	+
6	Щелевая	2-5		1-4	До 3 МПа	+	+
7	Mg заглушки	0	15-25	До 20	0	+	+

рового раствора, закупорке частицами бурового раствора, осадками из фильтратов либо из самих пластовых жидкостей при явлениях флокуляции, снижению фазовой проницаемости для нефти при внедрении в призабойную зону фильтрата бурового раствора, образованию водонефтяных эмульсий и газожидкостных систем в призабойной зоне, особенностям формирования зон проникновения. Все эти процессы обусловлены взаимодействием на пласт твёрдой фазы или фильтрата бурового раствора, либо одновременным влиянием обоих факторов.

При вторичном вскрытии перфорацией действие вышеуказанных факторов усиливается за счёт высоких импульсов взрывных давлений. При таких давлениях происходит поступление компонентов бурового раствора или перфорационной среды в продуктивный пласт, а также разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной; соответственно снижаются ФЕС коллектора и нарушается плотность контакта между эксплуатационной колонной и цементным камнем. Использование компенсаторов давления, располагаемых в 1,5–2,5 м от верхнего или нижнего заряда, позволяло снизить импульсы давления в 2–2,5 раза. Однако этот метод не вышел из стадии эксперимента.

Наряду с указанным снижением фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в процессе строительства скважин также происходит в процессе формирования ствола из-за роста напряженного состояния на стенках скважин. Так, по данным А.И. Спивака, А.Н. Попова, Н.М. Головкиной, С.Г. Лехницкого, Л.В. Макарова, В.И. Иванникова, В.З. Васильева, по мере приближения к стенкам скважины в какой-либо горизонтальной плоскости тангенциальные напряжения возрастают по абсолютной величине.

Исследованиями Р.Н. Дияшева, К.М. Мусина, В.А. Иктисимова, Е.А. Юдинцева, В.Н. Пустовита, М.А. Черемсина, В.П. Соич, Ю.С. Батурина, В.А. Дроздова, А.В. Распопова, Ю.И. Дёмушкина, Р.С. Сахибгарова, Р.В. Яценко, В.М. Добрынина, В.М. Дорогницкой, Ч. Мак-Кзиб и других исследователей показано, что

в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений в результате снижения пластового давления коллекторы пластов, особенно в прискважинной зоне, начинают испытывать дополнительную вертикальную нагрузку, приводящую к деформации порового пространства пород. При превышении дополнительной нагрузки над максимально испытанной породой отмечается не только упругая, но и пластичная деформация пород-коллекторов.

На возможность необратимого характера деформации песчано-алевролитовых пород в процессе эксплуатации нефтяных и газовых залежей указывают В.Н. Щелкачёв, Л.М. Марморштейн, И. Мирчик, В.М. Ильин, Г.М. Авчян и другие исследователи. На месторождениях Азербайджана Бимагады-Чахнляр и Султене Шабабаг в результате снижения пластового давления в процессе разработки произошло снижение пористости пород пластов КС и ПК с 26,9 и 26,5 % до 23,4 и 21,6 % соответственно. Необратимая деформация коллекторов имеет место и на месторождениях Западной Сибири, которая проявляется в оседании земной поверхности. Скорость оседания земной поверхности изменяется по месторождениям в пределах от 0,7 до 6,3 мм/год.

Как уже отмечалось, при первичном вскрытии продуктивных пластов бурением ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пористости и проницаемости, и в результате этого ввод скважин в эксплуатацию происходит с дебитами ниже потенциальных.

Кроме того, в процессе первичного вскрытия, а также при разработке месторождений из-за значительного снижения пластового давления создается в первом случае в призабойной зоне продуктивного пласта, а во втором случае в продуктивном пласте в целом напряженное состояние, что обуславливает снижение фильтрационно-емкостных свойств. В связи с этим при вторичном вскрытии продуктивных пластов актуальными являются задачи преодоления (выхода) перфорационных каналов за пределы зоны проникновения компонентов бурового раствора и снижения напряженного состояния в призабойной зоне продуктивных пластов.

В порядке решения данных задач рассмотрим методы вторичного вскрытия продуктивных пластов.

7.3. Методы щелевой перфорации

7.3.1. Механическая щелевая перфорация

Самой оптимальной формой перфорационного канала в скважине является вертикальная щель большой протяженности. Такая щель в отличие от точечной перфорации вскрывает все без исключения флюидопроводящие каналы продуктивного пласта. Кроме того, она способна самоочищаться от заиливания, значительно продлевая срок устойчивой эксплуатации скважины.

В 1981 году было предложено механическое устройство, способное выполнять продольные щели в зацементированной колонне (табл. 7.5).

Приведенные в табл. 7.5 перфораторы позволяют осуществить следующие технологические операции:

- провести перфорацию силами бригады по освоению скважин;
- прорезать щели в зацементированной обсадной колонне без применения взрывных методов перфорации;
- работать в любых средах, на любой глубине независимо от конфигурации ствола скважины, но при углах наклона не более 45°;
- проводить перфорацию в любое время суток без остановки соседних скважин при кустовом расположении;
- надежно герметизировать устье скважины при возникновении газоводонефтепроявлений;
- создать после перфорации без подъема НКТ прямую и обратную циркуляции в скважине;
- заполнить скважину в зоне перфорации специальной жидкостью и получить в ней щелевые каналы;
- подвергнуть цементное кольцо и горную породу, прилегающую к перфорационному каналу, гидромониторной обработке в процессе перфорации;
- проводить перфорацию при депрессии, используя дополнительные устройства;

Таблица 7.5

Технические характеристики гидромеханических
щелевых перфораторов

Технические характеристики	ПГМЩ-141	ПГМЩ-168	ПГМЩ-194	ПГМЩ-219
Диаметр устройства, мм	131	158	184	209
Длина, мм	1370	1370	1500	1500
Масса, кг, не более	65	70	80	80
Наружный диаметр перфорируемых труб, мм	141	168	194	219
Максимальная группа прочности обсадных труб	Не ограничиваются			
Толщина стенки обсадных труб, мм	7–12	7–12	7–12	7–12
Выход накатного диска за обсадную колонну, мм	15	15	20	20
Размеры щели в обсадной трубе:				
длина, м	8	8	8	8
ширина, мм	8	8	8	8
Реологические параметры промывочной жидкости и глубина скважины	Не ограничиваются			
Максимальная температура в скважине, °С	150	150	150	150
Максимальный угол кривизны ствола скважины, градус	45	45	45	45
Дополнительная нагрузка на буровую установку, кН	30	30–40	40	40
Максимальное давление в подвеске труб, МПа:				
при перфорации	8	6–8	6–8	5–7
при гидромониторной обработке	15	15	15	15
Продолжительность резания 1 м щели, мин	20	20	20	20
Диаметр гидромониторной насадки, мм	4–6	4–6	4–6	4–6
Число скважино-операций, не менее, ед	10	10	10	10

- при нахождении колонны в колонне вскрывать внутреннюю колонну, не повреждая наружную;
- осуществлять точную привязку интервала перфорации к продуктивному горизонту геофизическими методами;
- вскрывать селективно нефтеносные прослои в общем продуктивном разрезе, не нарушая целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации;
- сохранять устойчивость обсадной колонны благодаря пунктирному расположению щелей;
- перфорировать колонну в зоне гравийного фильтра, не нарушая целостности последнего;
- обеспечить полную безопасность персонала во время перфорационных работ;
- не оказывать отрицательного влияния на экологическую обстановку на скважине.

7.3.2. Щелевая гидропескоструйная перфорация

Щелевая гидропескоструйная перфорация (ЩГПП) разработана во Всесоюзном научно-исследовательском институте горной геомеханики и маркшейдерского дела (ВНИМИ) совместно со Всесоюзным научно-исследовательским институтом минеральных ресурсов Мирового океана (ВНИИОкеангеология) и использовалась в основном как метод создания канала в системе «скважина – пласт» и метод разгрузки призабойной зоны пласта.

Однако, несмотря на длительное применение данной технологии, не были решены такие вопросы, как:

- надежное получение протяженных щелей большой площади;
- освобождение от осевшего песка щелей, интервала перфорации и ствола скважины ниже него до искусственного забоя;
- определение размеров щелей, образованных в процессе гидропескоструйной перфорации;
- расчет основных параметров ЩГПП;
- интенсификация притока в период после завершения ЩГПП до спуска лифта для добычи нефти.

Проблеме создания щелей при гидрорескоструйной перфорации посвящены многие работы. Так, для создания протяженных щелей разрабатывались специальные забойные движители (двигатели) перфораторов (ДП-3, ДП-4, ДПМ) и усовершенствовалась конструкция [23]. Эти устройства работали от давления, создаваемого в рабочей колонне. Перезарядку усовершенствованной конструкции движителя перфоратора производили за счет создания давления в скважине при обратной циркуляции.

Однако, как показал опыт проведения ЩГПП, практически повсеместно не достигалась синхронизация процессов прорезания щелей должной глубины со скоростью перемещения перфоратора.

Последнее обусловлено тем, что отклонения в режимах ЩГПП оказывали неадекватное влияние на эти два процесса. Так, например, вспенивание рабочей жидкости в результате насыщения ее газом или попадания реагентов пенообразователей способствует ускорению прорезания щелей, тогда как перемещение перфоратора замедляется, вплоть до остановки.

Отклонения в режимах выполнения ЩГПП также происходили и по другим причинам, таким как:

- применение некачественного режущего материала, в частности, мелкого песка, с низким содержанием кварца или неокатанного (с острыми кромками);

- неисправность или неподготовленность насосного оборудования – агрегатов высокого давления (АН-700 или СИН-31) или центробежного насоса УСП.

Однако влияние этих факторов на рассматриваемые параметры не изучалось.

Кроме того, в процессе проведения ЩГПП с использованием движителей зачастую отмечались отказы или неустойчивая их работа. Так, забойные движители, как и другие механизмы такого типа, имеют низкую надежность, не превышающую 60 %. Наряду с указанным при работе с движителями перфораторов не представляется возможным в конце перфорации удалить осевший песок.

Следует также отметить, что одним из больших недостатков движителей является небольшая длина рабочего хода – от 450 до 1700 мм.

При использовании усовершенствованной конструкции движителя перфоратора авторы [23] предлагают производить его перезарядку, которая достигается при обратной промывке. Но для того чтобы выйти на обратную промывку, необходимо провести очистку *рабочей жидкости от песка*, а затем произвести его повторную загрузку. В целом затраты времени на эти операции при отсутствии осложнений составят не менее 4 ч. Кроме того, при первоначальной и повторной загрузке песка значительная часть рабочего хода движителя перфоратора будет израсходована. Также будет израсходован ресурс насадок и насосных агрегатов.

Таким образом, из вышеизложенного следует, что использование обычных и усовершенствованных движителей перфоратора не решает проблему создания протяженных щелей.

Наряду с вышерассмотренными работами по вскрытию продуктивного пласта щелями в последнее время выполнялись исследования по проведению точечной гидропескоструйной перфорации. Так, Н.А. Петровым разработан ряд конструкций перфораторов с устройствами, предотвращающими их продольные и поперечные перемещения и колебания за счет применения механических и гидравлических центраторов.

Необходимость разработки и применения *точечной гидроперфорации* была обусловлена тем, что в качестве рабочей жидкости предложено использовать буровой раствор. В то же время известно, что последний обладает низкой режущей способностью, а это требует длительной работы насосных агрегатов (1–1,5 ч) при проведении одного реза. В связи с переходом к точечной перфорации потребовалось провести большую работу по разработке перфораторов с центрирующими устройствами. А это привело к значительному усложнению их конструкций. Кроме того, использование в качестве рабочей жидкости структурированных буровых растворов в сочетании с новыми конст-

рукциями перфораторов привело к необходимости решать задачу по созданию специального канала для заполнения насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе их спуска.

В целом переход от щелевой к точечной гидроперфорации обусловил потерю основного эффекта, достигаемого при этом способе вскрытия, снятия напряженного состояния в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Самой рациональной формой перфорационного канала в скважине является вертикальная щель большой протяженности, которая в отличие от точечной перфорации вскрывает все без исключения флюидопроводящие каналы продуктивного пласта. Кроме того, она способна снижать напряженное состояние ПЗП, самоочищаться от заиливания, способствуя повышению дебитов скважин и продлению срока их работы. Щелевое вскрытие продуктивного пласта производится двумя методами с помощью механического устройства, представляющего собой выдвигаемые гидравликой один или два ролика, которые при протягивании по стволу образуют щели. Для доуглубления щели используется гидромониторная насадка. В целом это хорошее техническое решение, но при этом не доработан вопрос необходимого углубления щелей для того, чтобы достичь надёжного вскрытия продуктивного пласта, а также снижения напряженного состояния в ПЗП.

Преимуществами ЩГПП являются:

1. Многократное по сравнению с другими методами перфорации увеличение площади вскрытия пласта;
2. Создание новых путей фильтрации благодаря разгрузке напряженного состояния пород в прискважинной зоне;
3. Восстановление потенциальных дебитов *нефтедобывающих* и значительное повышение результативности основных методов воздействия на пласт *нагнетательных скважин*.

Однако проведение ЩГПП сдерживалось из-за ряда нерешенных проблем, таких как:

- отсутствие рекомендаций по обоснованному выбору объектов для ЩГПП;

- сложность и несовершенство конструкций забойных движителей, не позволяющих синхронно осуществлять прорезку щелей и перемещения перфоратора;
- применение перфораторов, не позволяющих очищать щели, ствол скважины в интервале перфорации и ниже него от осевшего шлама;
- неотработанность технологии, не позволяющей прорезать длинные глубокие щели;
- отсутствие рекомендаций по составу и свойствам рабочих жидкостей для ЩГПП;
- длительность ввода скважин в эксплуатацию, так как вскрытие ЩГПП, разбуривание и вымыв осевшего песка и интенсификация притока проводились последовательно;
- повышенная опасность аварийных ситуаций, связанных с внезапным перекрытием насадок и порывом колонны НКТ;
- отсутствие методов определения местоположения и размеров щелей.

При ЩГПП как гидравлическом методе важную роль выполняют рабочая жидкость и наполнитель – режущий материал.

Более надёжным методом щелевого вскрытия является гидropескоструйная перфорация. Метод заключается в создании каналов фильтрации в ПЗП с использованием кинетической энергии и абразивного воздействия струи жидкости, имеющей в своём составе кварцевый песок. Высокоскоростная затопленная струя жидкости с песком, исходящая из сопел (насадок) аппарата (в дальнейшем гидроперфоратор) в направлении стенки скважины под высоким давлением, интенсивно разрушает (просверливает) в заданном интервале ПЗП металл обсадной колонны, проникает в цементное кольцо и породу, создавая канал, по которому происходит сообщение скважины с пластом. Метод щелевой гидropескоструйной перфорации разработан специалистами ВНИМИ и ВНИИОкеангеология, совершенствовался Л.М. Марморштейном, В.И. Кудиновым, Б.М. Сучковым и другими. Однако его широкое применение сдерживалось: отсутствием рекомендаций по обоснованному выбору объектов

для ЩГПП и жидкостей перфорации; сложностью и несовершенством конструкций забойных движителей, не позволяющих синхронно осуществлять прорезку щелей и перемещение перфоратора; применением перфораторов, не позволяющих очистить щели и ствол скважины в интервале перфорации от осевшего шлама и по этой причине невозможностью проведения интенсификации притока, совмещенной по времени с другими операциями; неотработанностью конструкций специального оборудования и технологии производства работ; отсутствием метода контроля качества вскрытия.

Для исключения высоких импульсов давления при проведении перфорации предлагается вторичное вскрытие в дополнительных стволах проводить щелевой гидropескоструйной перфорацией (ЩГПП), успешно внедренный Н.И. Крысиным и другими при строительстве основных стволов в Пермском Прикамье [30].

Наряду с предупреждением высоких давлений данный метод вторичного вскрытия имеет следующие преимущества:

- ◆ многократное по сравнению с другими методами перфорации увеличение площади вскрытия пласта, в 2–8 раз;
- ◆ создание новых путей фильтрации благодаря разгрузке напряженного состояния пород в прискважинной зоне;
- ◆ восстановление потенциальных дебитов нефтескважин и значительное повышение результативности основных методов воздействия на пласт нагнетательных скважин.

Сущность метода ЩГПП заключается в следующем:

– высокоскоростная затопленная струя жидкости с песком, исходящая из сопел аппарата (в дальнейшем – гидроперфоратор) в направлении стенки скважины под давлением 15–30 МПа, интенсивно разрушает в заданном интервале ПЗП металл обсадной колонны, цементное кольцо и породу, создавая канал, по которому происходит сообщение скважины с пластом;

– ЩГПП производится без применения движителей перфоратора и центрирующих устройств;

– ЩГПП производится перфоратором с управляемым с поверхности клапаным механизмом, для чего последний спускает-

ся в скважину на расчетную глубину. В компоновку включаются переводник с седлом под шар для опрессовки и реперный патруб-бок. По радиоактивному каротажу (РК) производят привязку перфоратора к первому (самому нижнему) резу и приподнимают над ним на величину вытяжки НКТ при ЩГПП.

Проводят повторный контроль геофизическим методом (по РК) местоположения перфоратора относительно первого реза.

Щелевую гидропескоструйную перфорацию осуществляют на двух режимах: при рабочих давлениях 20 и 30 МПа.

Продолжительность работы на *первом режиме* – 0,42 ч; на *втором* – 0,33 ч.

В качестве рабочей жидкости используется пластовая вода с концентрацией кварцевого песка 60–100 кг/м³, содержащая хлористый калий в количестве 1,5 %.

При работе на первом режиме происходит прорезание металла обсадной колонны, цемента и на некоторую глубину породы пласта.

После создания второго режима происходят удлинение НКТ под действием увеличившегося рабочего давления жидкости и смещение перфоратора. Удлинение, имеющее место при первом режиме, учитывается при определении места установки перфоратора на первом резе. Перфоратор устанавливается на 0,17 м выше интервала первого реза.

На *втором режиме* также происходит удлинение НКТ на 0,17 м, которое будет способствовать формированию продольной и одновременно глубокой щели. Это происходит, потому что на первом режиме при меньшем расходе и давлении произошло формирование канала для жидкости. На втором режиме происходит формирование второго канала, ниже образованного при первом режиме, и формирование щели, за счет движения потока жидкости от второго канала к первому, и одновременно идет углубление щелевого канала. При этом на втором режиме интенсивность прорезания каналов значительно возрастает из-за более высокой скорости истечения рабочей жидкости с песком и малых сопротивлений возвратных потоков перфорационной

жидкости из каналов основному разрушающему напорному потоку, так как возвратные потоки проходят по каналу, созданному при первом режиме. Наряду с рассчитанным удлинением формируемые щели удлиняются и расширяются за счет продольных и поперечных колебаний. В результате этих процессов при каждом резе, используя перфоратор с четырьмя насадками, образуются четыре щели длиной 200–300 мм, глубиной 400–450 мм, шириной 30–40 мм. В результате происходит значительное увеличение площади фильтрации (табл. 7.6).

После окончания первого реза производится снижение давления уменьшением числа оборотов насосных агрегатов до 10 МПа и выполняется осевое перемещение перфоратора с установкой его на глубине вышележащего второго интервала реза. Его местоположение определяется по метке, установленной заранее на стальной рулетке, прикрепленной к первой муфте НКТ. Производится прорезание щелевых каналов второго реза на первом и втором режимах.

В дальнейшем операции повторяются до выполнения проектного числа резов. После чего без остановки процесса производится переключение устройств на вымывание осевшего песка из интервала перфорации и ниже него до искусственного забоя и из щелевых каналов. Затем на период подъема перфоратора и спуска погружного насоса или вызова фонтанного притока нефти в интервале перфорации и на 50–100 м выше него в зависимости от приемистости коллектора размещается жидкость интенсификации притока.

Особенности заключаются в том, что корпус обычного перфоратора в боковом стволе размывает, поэтому было предложено расположить гидромониторные насадки по спирали, в результате удалось получить щелевые отверстия номинальных размеров без размыва корпуса перфоратора.

Перфоратор для проведения ЩГПП отличается тем, что его 4 насадки выполнены не на одном уровне, а с разносом по высоте перфоратора на 100 мм каждая и по окружности на 90° каждая, что позволяет иметь повышенную прочность корпуса в месте

Таблица 7.6

Соотношение площадей фильтрации щелей и открытого ствола в продуктивном пласте в зависимости от толщины пласта и числа резов

Мощность пласта, м	Число резов, шт	Характеристика перфоратора		Число вертикальных продольных щелей, шт	Площадь фильтрации вертикальных продольных щелей, м ²	Площадь фильтрации открытого ствола в продуктивном пласте, м ²	Соотношение площадей фильтрации щелей и открытого ствола, %
		Число насадок, шт.	Диаметр насадок, мм				
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр долота 144 мм, диаметр обсадных труб 102 мм							
2	6	4	6	24	4,104	0,904	453,9
4	6	4	6	24	4,104	1,808	226,9
6	6	4	6	24	4,104	2,712	151,3
8	6	4	6	24	4,104	3,616	113,5
10	6	4	6	24	4,104	4,520	90,8
12	6	4	6	24	4,104	5,424	75,7
2	8	4	6	32	5,472	0,904	605,3
4	8	4	6	32	5,472	1,808	302,7
6	8	4	6	32	5,472	2,712	201,8
8	8	4	6	32	5,472	3,616	151,3
10	8	4	6	32	5,472	4,520	121,1
12	8	4	6	32	5,472	5,424	100,9

Окончание табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр долота 144 мм, диаметр обсадных труб 102 мм							
2	6	4	6	24	4,752	0,778	610,8
4	6	4	6	24	4,752	1,556	305,4
6	6	4	6	24	4,752	2,334	203,6
8	6	4	6	24	4,752	3,112	152,7
10	6	4	6	24	4,752	3,890	122,2
12	6	4	6	24	4,752	4,668	101,8
4	8	4	6	32	6,336	1,556	407,2
6	8	4	6	32	6,336	2,334	271,5
8	8	4	6	32	6,336	3,112	203,6
10	8	4	6	32	6,336	3,890	162,9
12	8	4	6	32	6,336	4,668	135,7

установки насадок и исключить абразивное разрушение корпуса в результате сложения потоков из всех насадок в случае их расположения на одной высоте и, кроме того, за 1 рез охватить большую по мощности толщину пласта.

Кроме того, такое расположение насадок позволяет избежать концентрации напряжений в эксплуатационной колонне в интервале реза 300 мм и предупредить возможную аварийную ситуацию с эксплуатационной колонной.

В соответствии с разработанной технологией щелевая гидрореспекоструйная перфорация (ЩГПП) использована при вторичном вскрытии продуктивных пластов в боковых стволах на месторождениях Пермского края. Применение щелевой гидрореспекоструйной перфорации для вскрытия продуктивных пластов позволило повысить дебиты добывающих скважин в 8,9–14,4 раз, а результаты применения ЩГПП на нагнетательных скважинах показали увеличение приемистости в 14,8 раз.

Щелевая гидрореспекоструйная перфорация применялась для вскрытия терригенных отложений кожинского надгоризонта и на одной скважине турнейского яруса. Дополнительная добыча на 1 скважину в среднем составила 860 тонн.

Кроме того, рекомендовано проводить ЩГПП для вторичного вскрытия продуктивных пластов при сомнительном состоянии крепи, так как отмечено отсутствие притока воды из близлежащих к продуктивному горизонту водоносных пластов.

7.3.3. Перфорационные жидкости *

Рабочие жидкости для ремонта скважин делятся на *две группы*: на углеводородной и водной основах.

В первую группу – жидкости на углеводородной основе – входят дегазированная обычная товарная и загущенная нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70 %.

* Под перфорационными жидкостями здесь и далее понимаются жидкости, в которых проводится перфорация (вторичное вскрытие продуктивного пласта).

Вторая группа – жидкости на водной основе – включает пены, пресные и пластовые воды, водные растворы минеральных солей, глинистые растворы, гидрогели, минерализованные растворы с добавлением гидрофобизаторов.

Отечественный и зарубежный опыт использования различных жидкостей свидетельствует, что в определенных условиях более эффективны и технологичны обратные эмульсии.

В ОАО «НК «Паритет»» в 1998 году разработана, изготовлена и испытана конструкция мобильной, смонтированной на автоприцепе установки для приготовления инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР). В конструкции использован новый вид диспергатора, ранее нигде не применявшийся для приготовления ИЭР, гидроакустический смесительный аппарат ГАР-280-4К производства Таллинского машиностроительного завода (Г – гидравлический; А – акустический; Р – роторный; 280-миллиметровый диаметр ротора; 4К – исполнение – с давлением, взрывозащищенностью).

Новая технология приготовления ИЭР заключается в следующем. Основными компонентами ИЭР являются сырая безводная нефть, водный раствор хлористого кальция и эмульгатор-стабилизатор. ИЭР необходимой плотности приготавливается порциями по 5,5 м³. Расчетное количество нефти набирается в бункер одного из агрегатов ЦА-320М. Эмульгатор перемешивается с нефтью насосом агрегата в течение 10–15 мин. В бункер другого агрегата набирается расчетное количество раствора хлористого кальция определенной плотности. Приготовление ИЭР начинается с работы обоих агрегатов и одновременной прокачкой нефти с эмульгатором и раствором хлористого кальция в емкость установки через работающий смесительный аппарат. При этом прокачивается весь объем компонентов ИЭР, набранных в бункеры агрегатов.

Обычно после первой прокачки расчетных объемов компонентов через ГАР требуемые параметры раствора не достигаются. Поэтому проводится вторичная прокачка ИЭР через

смесительный аппарат. В процессе операции приготовления замеряются электростабильность ИЭР приборами ИГЭР-1 и плотность – ареометром АГ-2. После приготовления каждой порции через 24 ч отбирают пробу для определения всех параметров ИЭР.

Основным преимуществом новой технологии является высокое качество приготовленного ИЭР, электростабильность которого всегда превышает 200 В. Сроки хранения готового ИЭР без ухудшения качества составляют от 8 до 2 месяцев.

Опытно-промышленные испытания ИЭР, приготовленного по новой технологии, проводились в 1998–1999 годах в скважинах ДОО «Нижевартовскнефть» и ОАО «Черногорнефть». Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов эти растворы закачивали в интервал перфорации и выше на 150–200 м объемом 3–4 м³ при глушении и перфорации скважин. В испытаниях получены положительные результаты: снизилось время вывода скважин на режим после проведенных работ, сохранились или увеличились дебиты нефти.

Однако использовать ИЭР при гидropескоструйной перфорации не представляется возможным, так как при многократном прохождении через насадки перфоратора произойдет интенсивное диспергирование дисперсной (водной) фазы и раствор станет нетекучим. Кроме того, повышается стоимость этого раствора и появляются большие трудности с его утилизацией.

В ОАО «НПО “Бурение”» разработана и внедрена *универсальная технологическая жидкость* (УТЖ VIP) (viscosifier petroleum), выпускаемая согласно ТУ 2458-243-00147001-2002 и представляющая собой псевдопластичную, практически не фильтрующуюся в пластовых условиях жидкость гелеобразного вида, основой которой является товарная нефть или стабильный газовый конденсат. Основные физико-химические свойства УТЖ VIP представлены ниже.

Физико-химические свойства системы УТЖ VIP

Плотность, кг/м ³	800–1200
Вязкость условная, время истечения 500 см ³ , с	200
Вязкость пластическая при 20 °С, МПа·с	50
Эффективная вязкость при низких скоростях сдвига 9 с ⁻¹ :	
при $t = 20$ °С	300
при $t = 80$ °С	3200
Динамическое напряжение сдвига, дПа	120
Статическое напряжение сдвига, дПа:	
через 1 мин	100
через 10 мин	125
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин, при $t = 80$ °С и $p = 30$ атм	6,8
Показатель поведения потока, n :	
на участке 3–81 с ⁻¹	4,35
на участке 81–1312 с ⁻¹	1,84
Термостабильность, °С	100–120
Стабильность:	
при $t = 20$ °С	0,00
при $t = 80$ °С	0,00
УТЖ плотностью до 1 100 кг/м ³ при $t = 80$ °С	0,02

Преимуществами данной технологической жидкости являются:

- возможность регулирования плотности жидкости на основе нефти в широком диапазоне;
- полное сохранение дебитов скважин после ремонта;
- обеспечение исключительного блокирующего эффекта (отсутствие фильтрации в пласт);
- легкость приготовления (система может быть приготовлена как в стационарных условиях, так и непосредственно на скважине);
- возможность применения в скважинах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях АНПД;
- сохранение стабильности при пластовой температуре до 120 °С.

Основным отличием универсальной технологической жидкости VIP от применяемых в настоящее время (эмульсии, рассолы, загущенные системы на полисахаридной основе и др.) является создание высокого блокирующего эффекта за счет значительного увеличения эффективной вязкости в забойных условиях (до 3200 мПа·с), что исключает его инфильтрацию и приводит к полному сохранению коллекторских свойств продуктивного пласта вне зависимости от геолого-технических условий в скважине, в том числе при АНПД и высокой проницаемости пласта.

Другой важной особенностью данного состава является возможность увеличения плотности до 1200 кг/м³, что позволяет использовать его в малых объемах (2–4 м³) для заполнения, например, только зоны продуктивного пласта. Выше интервала перфорации в скважине может находиться любая технологическая жидкость меньшей плотности, при этом исключаются всплытие УТЖ VIP и перемешивание жидкостей.

Однако данная жидкость неприменима, так же, как ИЭР, для проведения ЩГПП, из-за высокой вязкости и возможности ее увеличения в процессе длительной прокачки ее через насадки перфоратора. Кроме того, эта жидкость дорогая, утилизация ее также сопряжена с большими трудностями.

В.И. Кудинов и Б.М. Сучков в качестве рабочей жидкости при ЩГПП рекомендуют использовать дегазированную нефть [23].

В то же время использование последней существенно повышает пожарную опасность. Использование систем на углеводородной основе в качестве жидкостей ЩГПП значительно усложняет комплекс мероприятий по охране окружающей среды. В связи с этим для этих целей их применять нерационально. В качестве рабочей жидкости для гидроперфорации, по-видимому, целесообразно использовать буровые растворы на водной основе.

Н.А. Петров в качестве рабочей жидкости при гидроперфорации предложил использовать глинистые и естественные глинистые буровые растворы со следующими показателями свойств:

ρ	1120–1150 кг/м ³
УВ	25–40 с
Φ	4–6 см ³ /30 мин
η	10–12 мПа·с
T_0	5–6 дПа
СНС ₁	8–12 дПа
СНС ₁₀	18–24 дПа

При испытании последних на стенде время прорезания перфорационных отверстий составило 5 мин, в то время как при использовании в качестве рабочей жидкости пластовой воды $\rho = 1140$ кг/м³ с 1,5 % КС1, с содержанием кварцевого песка 60 кг/м³ оно составило 3 с. Из приведенного следует, что способность резания последней рабочей жидкостью ЦГПП на два порядка выше. Н.А. Петровым также отмечается, что в случае применения естественного глинистого раствора эффективность прорезания щелей выше, чем в случае использования бурового раствора из глинопорошков. Последнее обусловлено содержанием песка в естественном глинистом растворе. В то же время Н.А. Петровым указывается, что глубина щелей находится в пределах от 0,1 до 0,25 м. Но глубина щелей определялась только расчетным путем, а это вполне обоснованно вызывает сомнения.

При использовании в качестве рабочей жидкости глинистого раствора время реза составляло 60–90 мин. Кроме того, при спуске перфораторов в скважину отмечено незаполнение колонны НКТ буровым раствором. В связи с этим проведено совершенствование конструкций перфораторов путем создания обводных каналов для быстрого заполнения колонны НКТ.

Основными требованиями, предъявляемыми к рабочей жидкости ЦГПП [23], считаются стабильность, исключение оседания песка и тем самым предупреждение прихватов. Как показано выше, с этой целью испытаны глинистые и безглинистые буровые растворы. Полученные результаты указывают, что применение последних неперспективно. Правоммерно предположить, что рекомендуемое некоторыми авторами загущение водных растворов полимерами также неперспективно.

Таким образом, из вышеизложенного следует, что требования к рабочей жидкости для ЩГПП существенно отличаются от требований, предъявляемых к технологическим жидкостям для *ремонта* скважин и буровым растворам для *бурения* скважин. В.С. Калининым предложена рабочая жидкость следующего состава (в кг на 1 м³):

хлористый кальций	330
бишофит	500
модифицированный крахмал	58
КМЦ	21
дисолван	8,3

Данная жидкость имеет высокую плотность ($> 1250 \text{ кг/м}^3$) и применима только в условиях аномально высокого пластового давления (АВПД). Кроме того, ее приготовление требует больших затрат времени, вызванных необходимостью переработки значительного объема солей в пределах 60–100 т в расчете на одну скважину глубиной более 2000 м. Приготовление водных растворов полисахаридов, в частности КМЦ и модифицированного крахмала, также требует больших затрат времени. Определенные трудности при ЩГПП может вызывать наличие в рабочей жидкости ПАВ, как в данном случае дисолвана, по причине ее вспенивания.

В [23] предлагается применение пластовой воды в качестве рабочей жидкости ЩГПП в карбонатных коллекторах. В качестве рабочей жидкости при вскрытии терригенных отложений также может быть использована пластовая вода, но после соответствующей обработки.

7.4. Щадящие методы вторичного вскрытия продуктивных пластов

Производной технологии строительства боковых стволов является технология бурения *радиальных стволов* малого диаметра из старого эксплуатационного фонда.

Отличительными признаками технологии бурения радиальных стволов являются следующие:

- ◆ используется колтюбинговая установка с гибкой трубой диаметром 30 мм;
- ◆ бурится боковой горизонтальный ствол длиной до 100 м;
- ◆ количество боковых стволов не ограничено, в одной радиальной плоскости возможно расположение до 4 стволов;
- ◆ боковые горизонтальные стволы не обсаживаются.

Бурение боковых радиальных стволов малого диаметра заключается в следующих технологических операциях:

1. Стандартная подготовка существующей эксплуатационной скважины к бурению бокового ствола – шаблонирование и скреперование эксплуатационной колонны, установка при необходимости отсекающего моста.

2. Спуск на НКТ башмака-отклонителя, привязка и установка башмака-отклонителя в месте предполагаемой «зарезки».

3. Спуск на гибкой трубе фрезы.

4. Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне.

5. Спуск гидромониторной насадки на гибкой трубе и бурение бокового горизонтального ствола.

6. При необходимости переориентация башмака-отклонителя на 90 град и бурение следующего бокового горизонтального ствола (до 4 в одной плоскости).

7. При необходимости подъем башмака-отклонителя и повторение процедур 3–6.

Операция 7 не ограничена по количеству повторов.

Таким образом, данная технология позволяет повысить коэффициент совершенства скважины, снизить скин-фактор за счет повторного вскрытия пласта и вовлечь в разработку остаточные запасы, сосредоточенные в удаленной от старого ствола скважины части пласта.

Реализация проекта бурения боковых стволов малого диаметра началась с изучения результатов, полученных на месторождениях ОАО «Татнефть». К этому времени на месторождениях Татарстана по данной технологии были пробурены боко-

вые радиальные стволы на более чем 40 скважинах. Полученные результаты (1,5–2 т/сут прироста дебитов по карбонатным коллекторам и отсутствие практического эффекта по терригенным коллекторам) потребовали более ответственного подхода к выбору объекта воздействия. Для определения технических возможностей при реализации проекта группа специалистов ОАО «ЛУКОЙЛ» выехала в Казахстан, где в этот период проводились опытно-промысловые работы по данной технологии.

Проведенные опытно-промысловые работы позволили выявить недостатки технологии бурения боковых стволов на данном этапе:

- 1) малый диаметр (до 30 мм) бокового ствола, что не предусматривает использования обсадной колонны;
- 2) ограничение по длине бокового ствола – до 100 м;
- 3) отсутствие ориентирования процесса проводки бокового ствола;
- 4) использование пресной воды не перспективно для терригенных коллекторов;
- 5) имеющиеся установки для бурения ограничены по глубине применения длиной гибкой трубы – 2000 м.

В процессе опытно-промысловых работ по Пермскому региону в деятельности Компании были обозначены перечисленные ниже перспективы использования технологии бурения боковых стволов малого диаметра:

1. Возможность проведения локального направленного гидроразрыва пласта с целью вовлечения в разработку: недренируемых запасов; запасов в пластах с подошвенной водой; запасов, сосредоточенных в пластах с выше- и нижележащими водоносными пластами с перемычками малой мощности. С этой целью предполагается бурение параллельных стволов по данной технологии в направлении предполагаемого сосредоточения запасов, тем самым предполагается создание зон преднарушения и гарантированное получение трещины гидроразрыва в необходимом направлении.

2. Возможность вовлечения в разработку месторождений с высоковязкой нефтью.

Из существующих щадящих методов вторичного вскрытия продуктивных пластов, апробированных в разных регионах и для различных типов коллекторов с учетом показателя цена – качество и при этом принципиально решающих задачу сохранения крепи за обсадными трубами, является гидромеханическая щелевая перфорация (ГМЩП).

Применение этой технологии позволяет в заданном интервале эксплуатационной колонны сформировать вертикальную щель шириной 10–12 мм большой протяженности и через нее намытть каверну, воздействуя гидромониторной струей жидкости на цементное кольцо и горную породу. Данная технология заключается в том, что перфоратор, спущенный на НКТ, с помощью ролика раскатывает щель, после чего разрушает цементное кольцо и с помощью гидромониторной насадки размывает горную породу. При этом в незатронутой кольматацией части продуктивного пласта включаются в работу как поровая, так и трещинная составляющие.

При давлениях гидромониторного воздействия на горную породу, достигающих значений 15–17 МПа, и времени воздействия свыше 30 мин на 1 пог. м радиус проникновения в пласт-коллектор составляет 80–100 см. Гидромониторный штуцер перфоратора, расположенный под углом 45 град, формирует каверну, достигающую угла естественного откоса. В процессе дальнейшей эксплуатации скважины из такой каверны ниже интервала перфорации не формируется стакан осыпавшихся пород, что позволяет извлекать нефть при расстоянии от забоя до нижнего интервала перфорации 2–3 м.

Метод ГМЩП также позволяет селективно вскрывать продуктивные пропластки, не нарушая перемычек между ними. Гидромеханическая перфорация может производиться как на нефти, так и на других жидкостях. Естественно, идеальной жидкостью вскрытия является нефть, так как в этом случае гидромониторная струя, вскрывая незатронутую кольматацией часть

продуктивного пласта (размывая пласт на расстояние, превышающее радиус удаленной зоны призабойной закупорки), восстанавливает его естественные, природные свойства. Единственное условие – перед проведением перфорации необходимо промывать скважину обратной промывкой не менее трех циклов во избежание вторичной кольтматации пласта-коллектора.

Особенности метода:

– позволяет выполнять операции по вскрытию пластов без резких ударных нагрузок на цементный камень и призабойную зону пласта, которые могут привести к образованию вертикальных техногенных трещин и, как следствие, к быстрому обводнению скважин в водонефтяных зонах;

– при оборудовании нагнетательной линии на устье скважины жесткой обвязкой с применением вместо промывочного вертлюга бурового рукава и сальника для обратной промывки, оригинального устьевого герметизирующего устройства, допускающего расхаживание компоновки на отшлифованных штоках при давлениях до $240\text{--}320\text{ кг/см}^2$, перфоратор способен провести глубокий размыв горной породы до $300\text{--}400\text{ мм}$, т.е. за пределы кольтматированной зоны, обеспечивая многократное увеличение суммарной поверхности фильтрации и введение в разработку всех пропластков продуктивного пласта;

– удельная площадь вскрытия продуктивного пласта на $80\text{--}90\%$ больше, а радиус проникновения в 2 раза выше, чем при кумулятивной перфорации;

– технология позволяет селективно вскрывать только продуктивные пропластки, не нарушая перемишки между ними.

Описанный метод может применяться для вторичного вскрытия продуктивного пласта и создания специальных отверстий для наращивания цементного камня за эксплуатационной колонной силами буровых бригад и КРС. Перфоратор ПГМ способен выполнять два диаметрально противоположных отверстия в обсадной колонне $12\times 40\text{ мм}$, длиной от 40 до 90 мм .

Также одним из эффективных и часто применяемых щадящих методов вторичного вскрытия продуктивных пластов является кумулятивная перфорация с использованием компенсаторов.

Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации части заряда, называемые активной частью и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется кумулятивной струей. Если углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки. Имея очень высокую скорость в главной части (6–8 км/с), при ударе о твердую перепонку струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются. Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перепонку составляет 20–30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400–600 раз меньше.

Формирование перфорационных каналов в пласте носит следующий характер. При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит лишь 10 % ее массы. Остальная ее часть формируется в стержне сигароподобной формы, который называется пестом и движется со скоростью около 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем главная часть струи, пест может застрять в уже образовавшемся канале и частично или даже полностью закупорить его. Лабораторные эксперименты показывают, что около 15 % всех перфорационных каналов полностью закупорены застрявшим в обсадной колонне пестом. При проникновении струи в перепонку расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно больше

диаметра собственно струи. Но 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 его разрыхление. Это объясняется тем, что после прохождения волны сжатия в породе происходит смыкание порового пузыря в образовавшемся перфорационном канале. Вследствие этого обратная волна (волна растяжения) может вызвать зону разрушения породы, которая значительно превышает первичный размер канала, если прочность породы на растяжение мала. Так, при отстрелах по слабосцементированным песчаникам при среднем диаметре отверстия в породе 10 мм зона разрушения породы может достигать 20–35 мм.

В случаях, когда порода имеет большой предел прочности на растяжение, происходит уплотнение породы вокруг канала с той или иной степенью уменьшения прочности. Хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900–1000 °С), плавления горной породы не происходит из-за чрезвычайно короткого времени образования канала (менее 100 мкс). Поэтому стенки канала не имеют следов плавления. Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимое условие – отсутствие в кумулятивной полости заряда любой жидкости, иначе от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем размещения их в индивидуальные герметические оболочки (бескорпусные перфораторы) или в общие герметические корпуса (корпусные перфораторы).

8. ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза проводят специальные исследования, объем и методы которых зависят от целевого назначения скважины. Эти исследования позволяют определить нефтегазоносность отдельных интервалов, получить достоверные данные для подсчета запасов и последующего проектирования разработки месторождений, определить эксплуатационные характеристики пласта, дают предварительную оценку их промышленной значимости.

Для оценки продуктивности разреза применяют косвенные и прямые методы. Косвенные методы (оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования) в скважине позволяют получить характеристики, указывающие на присутствие нефти или газа в исследованном интервале. Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т.д.).

Под испытаниями пласта понимается комплекс работ, обеспечивающих вызов притока жидкости и газа из пласта, отбор проб пластовых жидкостей и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта.

Ниже рассмотрены прямые методы оценки продуктивности нефтяных пластов.

8.1. Способы испытания пластов

Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится последовательно при разбуривании перспективных горизонтов (методом «сверху вниз»).

Испытание пластов после завершения строительства скважины проводится в крепленном (обсаженном) стволе в последовательности «снизу вверх» с учетом результатов испытания в открытом стволе. Поэтому обычно число объектов, испытываемых в колонне, меньше, чем при испытании в процессе бурения.

Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том, что данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, так как призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами и на проведение исследований требуется меньшее время, чем на испытание в обсаженном стволе.

Различают опробование и испытание продуктивных пластов.

Опробование пластов обычно ограничивается отбором проб пластовых флюидов.

Испытание пластов кроме отбора проб пластового флюида предусматривает гидродинамические исследования.

Задачами испытания пластов являются:

- 1) оценка продуктивности пласта;
- 2) отбор проб пластовых флюидов;
- 3) оценка коллекторских свойств продуктивного пласта;
- 4) оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта.

Сущность испытания пласта состоит в следующем:

- 1) изоляция пласта (или его участка) от остального разреза скважины;
- 2) создание депрессии на пласт и вызов притока пластового флюида;
- 3) регистрация изменения давления и притока пластового флюида на различных режимах отбора проб.

Классификация систем испытания и опробования пластов приведена на рис. 8.1.



Рис. 8.1. Классификация систем для испытания и опробования пластов

8.2. Исследование скважин опробователями пластов

Для оценки нефтегазоносности пластов в процессе бурения используют опробователи, спускаемые в скважину на кабеле или сбрасываемые внутрь бурильной колонны.

8.2.1. Опробователи, спускаемые на каротажном кабеле

При планировании и проведении работ, а также при интерпретации полученных данных необходимо учитывать особенности опробователей такого типа:

- 1) точная привязка испытуемых пластов к каротажным диаграммам;
- 2) высокая избирательность – опробование проводится на очень маленьком участке пласта (точечное опробование) – и возможность исследования близко расположенных участков;

3) небольшие затраты времени на проведение операции; даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2–4 ч;

4) отсутствие необходимости специально готовить скважину; опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией;

5) получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб; приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов;

6) полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования.

Использование опробователей, спускаемых на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойства пласта, определить его проницаемость.

В настоящее время выпускают каротажные опробователи пластов трех типов: ОПК7-10; ОПК4-5 и термостойкий ОПТ7-10. Первые два типа приборов аналогичны по конструкции и принципу действия и отличаются только размерами. В приборе ОПТ7-10 для управления работой гидравлической системы вместо пороховых зарядов используется золотниковый переключатель, который приводится в действие электромагнитом.

Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки – на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промыслово-геофизических работ.

Конструкцией прибора ОПК предусмотрена возможность до создания перепада давлений сделать канал кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе. Объект опробования выбирают по результатам бурения, и это во многом зависит от опыта геологов. Если в процессе бурения замечены нефтегазоводопроявления (по газокаротажу, шламу, выходам углеводородов с буровым раствором), то, как правило, проводится промежу-

точный каротаж для изучения вскрытой зоны. Интерпретация результатов каротажа может быть основанием для планирования опробования пласта. В этом случае обязательно проведение кавернометрии для определения интервала, где можно установить прибор, так как при попадании его в каверну герметизирующее и прижимающее устройства могут не сработать, и процесс окажется неудачным. Для установки прибора необходимо подбирать участок скважины без каверн.

Чем меньше времени прошло после вскрытия пласта бурением до начала опробования, тем более достоверный результат можно ожидать. Успешность процесса зависит также от величины пластового давления испытываемого интервала. Чем выше пластовое давление, тем меньше времени необходимо на наполнение баллона. Обычно баллон держат открытым 5–20 мин.

На рис. 8.2 показана схема работы опробователя типа ОПК. Положение I – прибор при спуске в скважину. Положение II – прибор на уровне испытываемого пласта, произведен выстрел нижней пробки, поршень переместился, приведя в рабочее положение элементы прижимной системы, произведен выстрел кумулятивным перфоратором, флюид из пласта поступает в пробоотборник. Положение III – произведен выстрел верхней пробки, прижимное устройство и герметизирующий элемент возвращены в транспортное положение.

Не рассматривая комплекса подготовительно-заключительных работ при опробовании пласта прибором, спускаемым на кабеле, можно выделить три стадии, связанные непосредственно с поведением пласта во время опробования:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- 2) уменьшение давления в некотором объеме пласта вследствие перемещения жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения перетока.

Значительный интерес представляет определение расстояния, на которое может повлиять процесс опробования, или радиуса

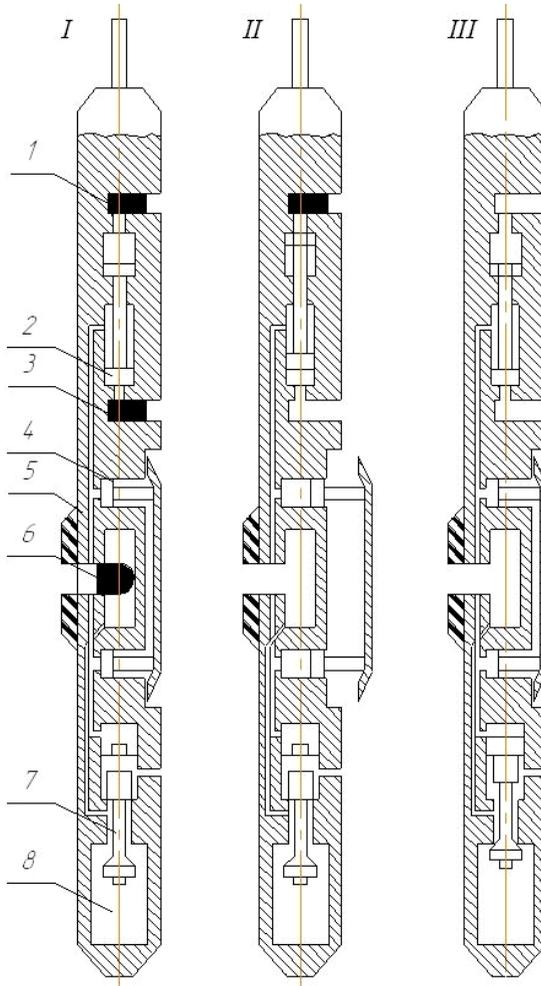


Рис. 8.2. Схема опробователя пластов, спускаемого на каротажном кабеле: I – при спуске в скважину; II – при отборе пробы пластового флюида; III – при подъеме из скважины; 1 – верхний пороховой заряд и заглушка; 2 – дифференциальный возвратный поршень; 3 – нижний пороховой заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – герметизирующая накладка; 6 –кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон для пробы флюида

дренирования. Работами, выполненными в лаборатории опробования пластов Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики, определены радиусы дренирования для различных пластов. Подсчитано, что для пластов с большой толщиной при применении пробоотборников вместимостью до 10 л радиус дренирования составляет 50 см. На радиус дренирования существенно влияет пористость пласта. При опробовании пропластков радиус дренирования больше. В связи с неоднородностью пластов можно предполагать, что он может составлять 80–100 см.

Кроме описанных, известны другие конструкции опробователей пластов, спускаемых на кабеле. Например, опробователь пластов ОП-150 конструкции ВНИИКанефтегаза – ВНИИгеофизики выполнен на базе сверлящих грунтоносов, применяющихся для отбора керна из стенки необсаженной скважины. При использовании этого опробователя возможен одновременный отбор образца грунта и насыщающих его жидкостей, причем пробу не загрязняют газы, образующиеся от взрывчатых веществ. Наличие двух баллонов (верхнего и нижнего) позволяет отбирать как загрязненные, так и более чистые образцы пластового флюида. Опробователь опускается в скважину на кабеле-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов.

8.2.2. Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны, используются при роторном способе бурения.

Такой опробователь позволяет вызывать приток из продуктивного пласта сразу после вскрытия и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого в компоновку низа бурильной колонны над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое в процессе бурения не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис. 8.3). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство открываются

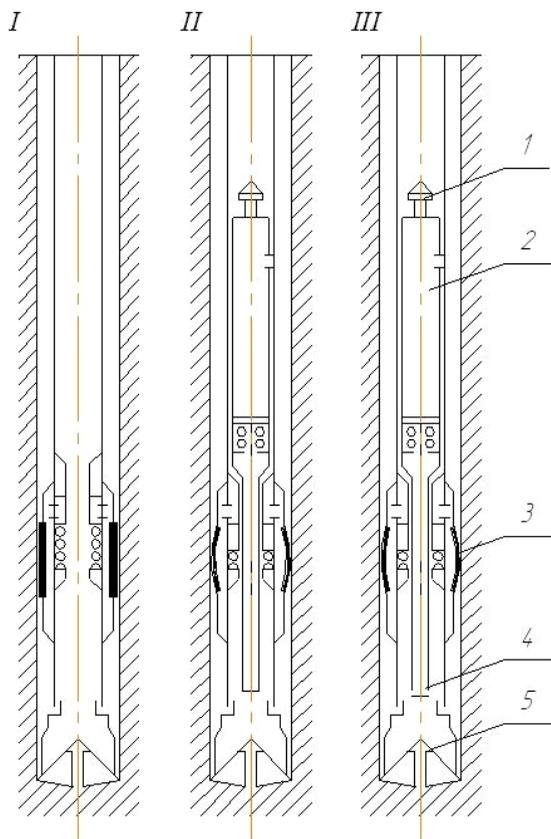


Рис. 8.3. Схема опробователя пластов, сбрасываемого внутрь буровой колонны: I – в процессе бурения; II – в процессе пакеровки; III – в процессе отбора пробы пластового флюида; 1 – шлифованная головка; 2 – пробоотборник; 3 – пакерирующее устройство; 4 – впускной клапан; 5 – долото

каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерирующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола.

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в пробоотборнике. За счет того, что пробоотборник заполнен воздухом при атмосферном давлении, давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину и попадает в пробоотборник. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления в пробоотборнике.

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают (сбрасывают), в результате чего закрывается клапан в пробоотборнике, и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

Для подъема пробоотборника внутрь бурильной колонны на тонком стальном канате спускают специальное устройство (овершот), которым производится захват пробоотборника за шлицсовую головку и подъем его на поверхность. Процесс бурения может быть продолжен.

Иногда пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

8.3. Исследование скважин трубными пластоиспытателями

При испытании перспективных горизонтов в нефтегазовых скважинах с использованием испытателей пластов, спускаемых на бурильных трубах, решаются следующие основные задачи:

1. Выявляется возможность получения притока жидкости или газа из пласта.

2. Производится отбор пластового флюида, определяются его состав и свойства.

3. Определяются основные гидродинамические параметры перспективных горизонтов и скважины в целом: пластовое давление; гидропроводность пласта; проницаемость коллектора; коэффициент совершенства скважины; коэффициент продуктивности скважины; скин-эффект.

В зависимости от состояния ствола скважины, удаленности забоя от испытываемого объекта, количества вскрытых продуктивных пластов, необходимости селективного испытания используют различные схемы испытания пластов с опорой на забой или стенки скважины, с применением одного или двух пакеров (рис. 8.4).

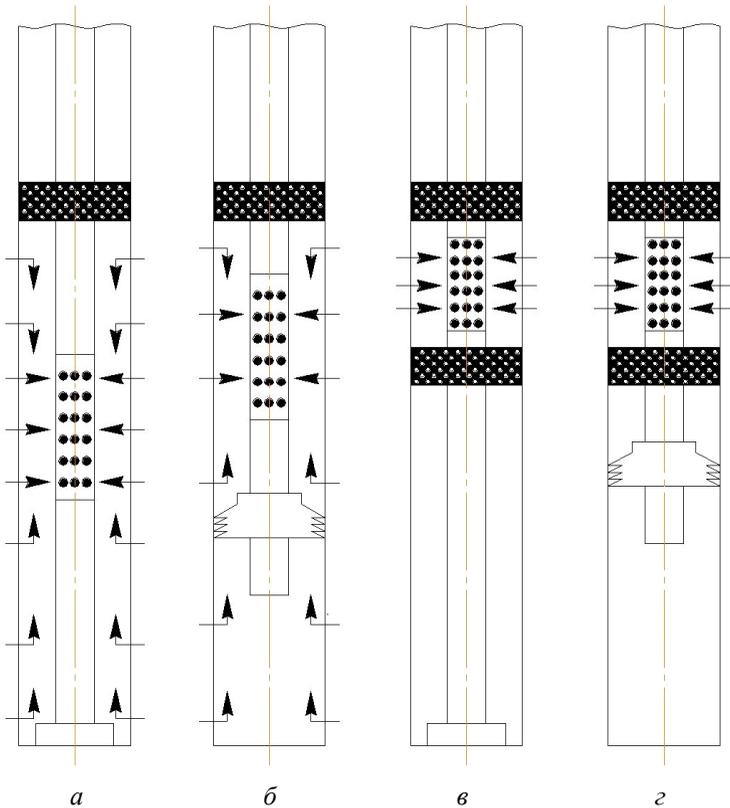


Рис. 8.4. Схемы изоляции пластов при испытании в открытом стволе:
а – опора на забой, изоляция пласта сверху; *б* – опора на стенки, изоляция пласта сверху; *в* – опора на забой, изоляция пласта сверху и снизу; *г* – опора на стенки, изоляция пласта сверху и снизу

Наиболее широко распространена однопакерная компоновка многоциклового испытателя гидравлического (МИГ) (рис. 8.5), когда испытатель пластов с опорой на забой спускается сразу после обнаружения в процессе бурения перспективного на нефть и газ объекта. В таких случаях интервал испытания находится на небольшом расстоянии от забоя скважины (до 50 м). Пакеровка и испытание проводятся с упором башмака 13 на забой скважины через хвостовик 12. В компоновке испытателя применяют один пакер 8 и фильтр 11 с манометром 10, установленным против интервала испытания. Над пакером расположены ясс 7, испытатель с уравнительным клапаном 6, запорно-поворотный клапан 5, бурильные трубы 1 и 4, циркуляционный клапан 2. Второй манометр 3 установлен над пакером. В компоновку МИГ может включаться безопасный замок 9, пробоотборник, гидравлический штуцер и другие элементы.

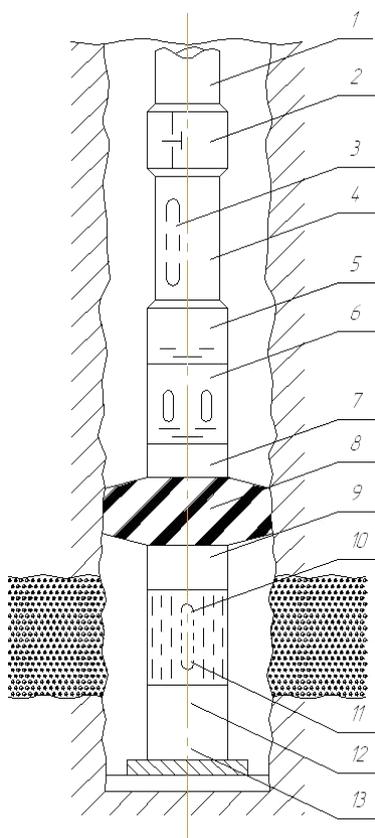


Рис. 8.5. Компоновка МИГ с одним пакером и упором на забой: 1, 4 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3, 10 – манометры; 5 – запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель пластов; 7 – гидравлический ясс; 8 – пакер; 9 – безопасный замок; 11 – фильтр; 12 – хвостовик; 13 – упорный башмак

8.3.1. Назначение и конструкция основных узлов пластоиспытателя МИГ

Фильтр-хвостовик (рис. 8.6) является тем узлом, при помощи которого весь комплект испытательного оборудования опирается на забой. При работе он воспринимает сжимающую нагрузку. Длину хвостовика выбирают с таким расчетом, чтобы

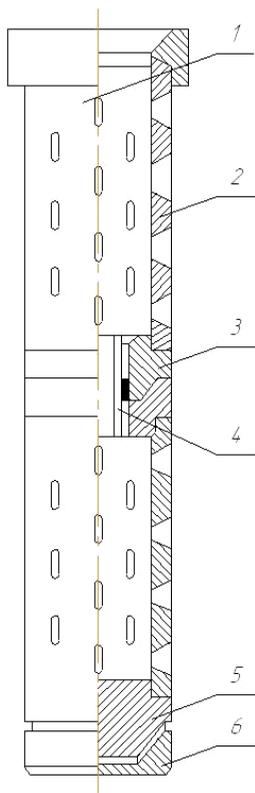


Рис. 8.6. Фильтр-хвостовик:
1 – верхний переводник; 2 –
фильтр; 3 – переводник для ус-
тановки приборов; 4 – подвеска
манометра; 5 – нижний глухой
переводник; 6 – башмак

фильтр его находился непосредственно против заданного участка, подлежащего опробованию. Поэтому хвостовик komponуют обычно из одной или нескольких утяжеленных или обычных стальных труб и фильтра. На нижний конец хвостовика навинчивают башмак, который служит одновременно заглушкой труб и опорой для постановки хвостовика на забой.

Фильтр предназначен для пропуска жидкости из под пакерного пространства скважины в полость опробователя и предотвращения поступления вместе с ней твёрдых частиц (шлама, содержащегося в промывочной жидкости, и песка, выносимого пластовым флюидом из опробываемого горизонта). Поэтому ширина щелей мала и не превышает обычно 3 мм. Фильтр собирается из секций длиной до 2,5 м.

Между секциями фильтра размещают специальный переводник для установки измерительных приборов. Нижнюю секцию фильтра соединяют с трубами хвостовика при помощи глухого переводника с левой резьбой. В случае прихвата хвостовика вращением колонны труб по часовой стрелке это соединение развинчивают, и опробователь поднимают из скважины.

В настоящее время в составе компоновки пластоиспытателя чаще всего используются цилиндрические пакеры механического действия с жесткой металлической опорой и с раздвижной металлической опорой.

Пакер (рис. 8.7) предназначен для разобщения затрубного пространства, изоляции испытуемого пласта.

Резиновый уплотнитель пакера 5 с металлической головкой 4 надет на шток 2 и соединен с верхним корпусным переводником 1. Переводник 3 и шток 2 находятся в шлицевом зацеплении, которое обеспечивает передачу крутящего момента через пакер.

Принцип действия пакера заключается в следующем. Под действием осевой сжимающей нагрузки переводники 1 и 3 с головкой 4 уплотнителя перемещаются относительно штока 2 на величину свободного хода. Уплотнитель пакера 5 увеличивается в диаметре и пакерует ствол скважины. После окончания опробования корпусные детали пакера под действием растягивающих усилий смещаются

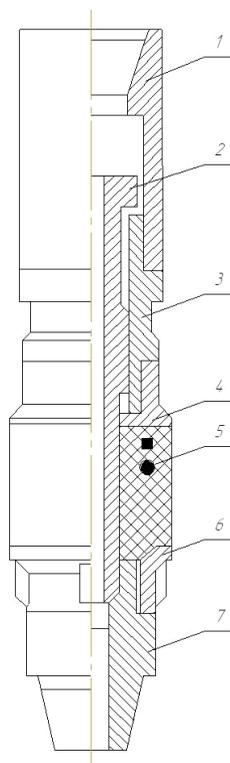


Рис. 8.7. Пакер ПЦ-146:
1 – верхний переводник;
2 – шток; 3 – корпус; 4 – головка пакера; 5 – резиновый уплотнитель; 6 – опора; 7 – нижний переводник

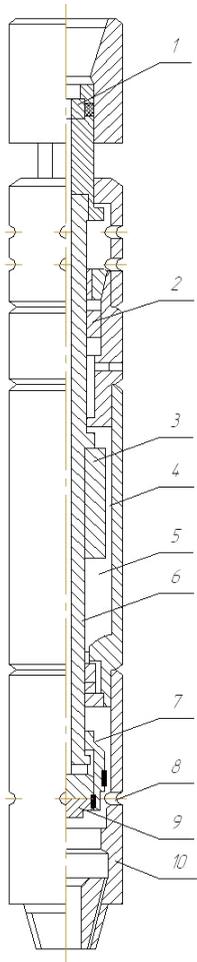


Рис. 8.8. Схема многоциклового испытателя пластов ИПМ-2: 1 – сменный штуцер; 2 – подвижное уплотнение; 3 – тормозной поршень; 4 – калибровочные каналы; 5 – тормозная камера; 6 – подвижный шток; 7 – запорная гильза; 8 – отверстия уравнильного клапана; 9 – впускной клапан; 10 – нижний переводник

вверх, и его резиновый уплотнитель возвращается в исходное положение.

Пластоиспытатель (рис. 8.8) в составе испытательного оборудования является основным узлом, обеспечивающим осуществление открытого и закрытого этапов опробования. Пластоиспытатель предназначен для герметизации внутреннего пространства буровой колонны во время СПО и сообщения этого пространства с подпакерной зоной во время испытания пласта. Пластоиспытатель включает в себя уравнильный и впускной клапаны, а также устройство для их своевременного открытия и закрытия.

При проведении спуска и подъема буровой колонны уравнильный клапан открыт для уменьшения эффекта поршневания.

Работа уравнильного и приемного клапанов ИПМ показана на рис. 8.9. При производстве СПО промывочная жидкость свободно проходит через отверстия 8 уравнильного клапана (см. рис. 8.9, а).

При осевом сжатии ИПМ (в период пакеровки) верхний

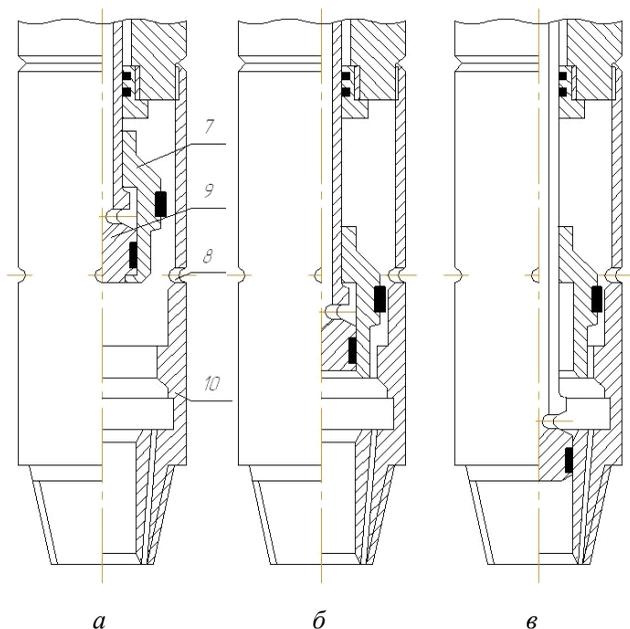


Рис. 8.9. Схема работы клапанов испытателя пластов ИПИМ-2:
а – уравнильный клапан открыт, впускной клапан закрыт;
б – уравнильный клапан закрыт, впускной клапан закрыт;
в – уравнильный клапан закрыт, впускной клапан открыт

переводник со штоком *б*, тормозным поршнем *з*, запорной гильзой *7* перемещается вниз.

В нижнем положении запорная гильза *7* герметично входит в посадочное гнездо корпусного переводника *10* (см. рис. 8.9, *б*), в результате чего уравнильный клапан закрывается. При дальнейшем перемещении штока *б* вниз уплотнение впускного клапана *9* выходит из гильзы *7* и впускной клапан открывается (см. рис. 8.9, *в*).

Движение штока *б*, закрытие уравнильного и открытие впускного клапанов происходят с задержкой во времени, так как поршень *з*, закрепленный на штоке, движется в камере *5* с вязкой тормозной жидкостью. Жидкость через систему каналов *4*

(кольцевая щель) перетекает из нижней полости в верхнюю (над поршнем) за 3–5 мин. Через это время с начала создания осевой сжимающей нагрузки и срабатывает клапанная система. Время срабатывания клапанной системы ИПМ может регулироваться вязкостью перетекающей жидкости или шириной кольцевой щели.

Задержка открытия впускного клапана пластоиспытателя необходима для предотвращения заполнения бурильной колонны буровым раствором при случайных посадках инструмента во время спуска на забой.

После завершения испытания пласта создается растягивающая нагрузка, под действием которой впускной клапан ИПМ закрывается, а уравнительный – открывается.

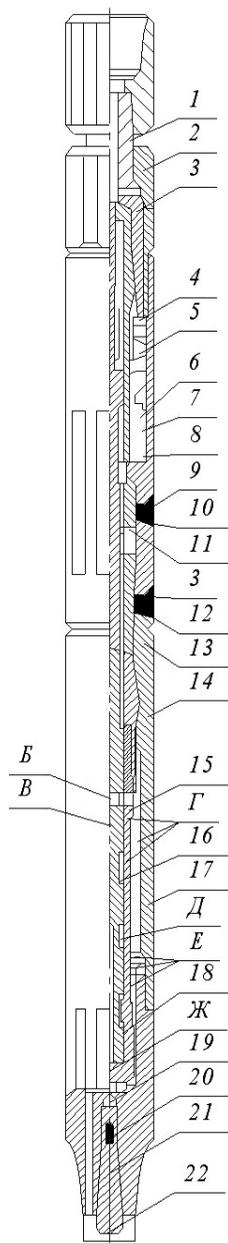
Запорно-поворотный клапан. В комплекте испытательного оборудования МИГ применяется двухциклового запорно-поворотный клапан. На рис. 8.10 приведена схема запорно-поворотного клапана типа КЗ-146, который предназначен для осуществления двух открытых и двух закрытых этапов опробования. Корпус клапана состоит из верхнего переводника 2, кожухов 13 и 17, нижнего переводника 21. Внутри корпуса размещен грузовой шток 1, который при спуско-подъемных операциях посредством храповика 4 и пружины 5 находится в зацеплении с верхним переводником 2. В грузовой шток ввинчена гильза 3, находящаяся в постоянном шлицевом зацеплении с винтом 11. В расширенной части кожуха 13 размещен узел упорного подшипника, состоящего из нижней опоры 8, роликов, верхней и промежуточной сферической опоры 6 и 7. Винт 11 жестко скреплен с клапаном 16, который помещен внутри нижней гильзы 15, которая связана с корпусом. В нижнюю часть переводника 21 вмонтирован перепускной клапан, состоящий из седла 22, штока 20 и пружины 19.

Жидкость из пласта после открытия впускного клапана испытателя поступает через осевой канал *A* в кольцевую полость кожуха 17 и далее через радиальные отверстия *B* и *B* попадает в полость бурильных труб.

По истечении времени первого открытого периода испытания колонну бурильных труб вращают вправо на 10 оборотов. К этому моменту шток *1* под воздействием сжимающей нагрузки находится в крайнем нижнем положении, т.е. вне зацепления с корпусом. Вращение труб передается винту *11*, который при этом перемещается вверх, увлекая за собой клапан *16*. При этом герметизирующие кольца *Г* оказываются выше отверстия *В*, и подпакерная зона разобщается от трубного пространства бурильной колонны.

По истечении времени первого закрытого периода испытания колонну бурильных труб снова поворачивают вправо на 10 оборотов. При этом винт *11* вместе с клапаном *16* продолжает движение вверх, и отверстие *Д* клапана совмещается с отверстием гильзы *В*, т.е. подпакерная зона снова сообщается с полостью бурильных труб, и начинается второй открытый период испытания.

Рис. 8.10. Запорно-поворотный клапан КЗ-146: *1* – грузовой шток, *2* – верхний переводник, *3* – гильза, *4* – храповик, *5* – пружина, *6* – верхняя опора, *7* – промежуточная опора, *8* – нижняя опора, *9* – штифт, *10* – гайка, *11* – винт, *12* – пробка, *13* – верхний кожух, *14* – верхняя гильза, *15* – нижняя гильза, *16* – клапан, *17* – нижний кожух, *18* – заглушка, *19* – пружина, *20* – шток, *21* – нижний переводник, *22* – седло



По истечении заданного времени второго открытого периода снова вращают колонну на 10 оборотов. При дальнейшем перемещении винта и клапана вверх герметизирующие кольца *E* оказываются выше отверстия *B* и полость бурильных труб разобщается от подпакерного пространства (второй закрытый период испытания).

При дальнейшем вращении труб винт *11* выходит из резьбового соединения с клапаном *16*, поэтому дальнейшее перемещение вверх прекращается, и трубы можно вращать на неограниченное число оборотов, не сообщая подпакерную зону с полостью бурильных труб. К этому времени отверстие *B* клапана *16* совмещается с радиальным отверстием *3*. Если запорный клапан спускался без пробки *12*, то затрубное пространство оказывается сообщенным через эти отверстия с полостью бурильных труб. Путем обратной циркуляции, обусловленной разностью удельных весов жидкости в затрубном пространстве и в трубах, отобранную пробу можно таким образом вытеснить из труб перед началом подъема оборудования из скважины. Если эта операция не предусматривается, то перед спуском клапана в скважину устанавливается пробка *12*. В этом случае в компоновке МИГ должен быть предусмотрен циркуляционный клапан.

По окончании испытания при снятии пакера с места растягивающее усилие через колонну бурильных труб передается на шток *1*, который возвращается в исходное положение и снова входит в зацепление с корпусным переводником *2*. Растягивающее усилие через корпусные детали клапана передается на расположенные ниже узлы оборудования. При подъеме из скважины избыточное давление в полости, заключенной между испытателем пластов и запорным клапаном, действует на шток *20*, который смещается вверх и сообщает эту полость с затрубным пространством через отверстие *Ж*.

К моменту окончания подъема давление жидкости, заключенной между испытателем пластов и запорным клапаном, уменьшается до атмосферного, что обеспечивает безопасность работы при разборке оборудования по узлам.

Циркуляционный клапан (КЦ) (рис. 8.11) используют для создания прямой или обратной циркуляции в любой момент проведения операции по испытанию скважины. Это позволяет при необходимости вытеснить из бурильных труб отобранную из пласта жидкость, а в случае прихвата колонны – установить ванну.

Циркуляционный клапан КЦ состоит из корпуса *1*, внутри которого размещен полый шток *2*, разобщающий радиальные отверстия *A* в корпусе и полость бурильных труб. Шток удерживается в исходном положении срезной шпилькой *3*.

Для открытия циркуляционного клапана в трубах необходимо создать давление, превышающее затрубное на 4,5–5,0 МПа. Под действием этого давления шпилька *3* срезается, шток под действием пружины смещается вниз, и полость бурильных труб через отверстия *A* сообщается с затрубным пространством.

В более сложных конструкциях циркуляционных клапанов (клапан КЦМ-2) предусмотрено наличие гидравлического тормоза, который на 1,5–2,0 мин задерживает открытие клапана. Этим исключается случайное открытие клапана при кратковременных гидродинамических колебаниях давления в трубах при спуске инструмента на забой.

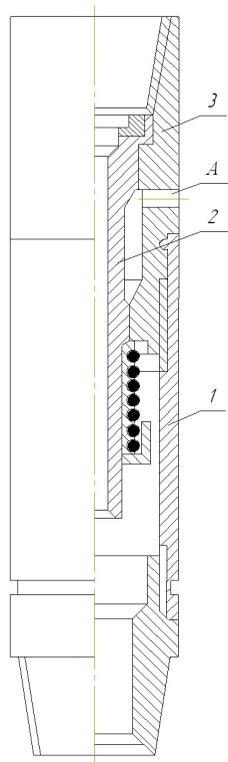


Рис. 8.11. Схема циркуляционного клапана: *1* – корпус, *2* – шток, *3* – срезная шпилька

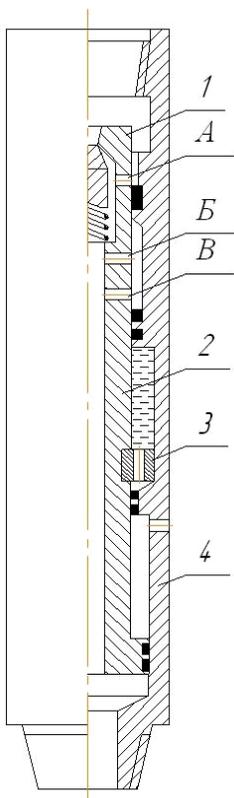


Рис. 8.12. Схема гидравлического штуцера: 1 – обратный клапан; 2 – подвижный шток; 3 – поршень тормозной камеры; 4 – корпус

Гидравлический штуцер (рис. 8.12) предназначен для плавного увеличения депрессии на опробуемый пласт. Работа штуцера заключается в следующем. После открытия впускного клапана испытателя пластов давление под штуцером становится выше, чем давление в бурильной колонне, поэтому шток 2 стремится переместиться вверх, однако этому препятствует поршень 3 тормозной гидравлической системы. Поэтому в момент открытия приемного клапана испытателя пластов жидкость перетекает только через верхнее отверстие А. Благодаря этому исключается гидравлический удар в момент открытия впускного клапана испытателя.

По мере перемещения штока вверх открываются средние отверстия штока В, что обеспечит более свободный проход для пластового флюида. Если приток интенсивный, то по истечении некоторого времени откроется нижнее отверстие В. Таким образом обеспечивается плавное приложение

депрессии на пласт, что особенно важно при опробовании слабосцементированных коллекторов.

После закрытия впускного клапана испытателя пластов или запорного клапана давление штуцера выравнивается и его подвижные штоки возвращаются в исходное положение, т.е. осуществляется автоматическая перезарядка штуцера. Гидравлический

штуцер имеет обратный клапан *1*, который позволяет производить прямую циркуляцию и не позволяет проводить обратную промывку. Поэтому в компоновке МИГ гидравлический штуцер устанавливается ниже циркуляционного клапана.

Гидравлический яс (рис. 8.13) предназначен для облегчения снятия пакера с места пакеровки по завершении процесса испытания пласта или ликвидации прихвата хвостовика и фильтра. В зависимости от конструктивного исполнения ясы можно разделить на две основные группы: открытого и закрытого типов.

Тормозная камера яссов открытого типа сообщается с затрубным пространством и заполнена промывочной жидкостью. Растягивающее усилие, необходимое для их включения в работу, зависит от гидростатического давления столба бурового раствора в затрубном пространстве. В яссах закрытого типа тормозная камера заполняется специальной жидкостью (например, маслом МС-20) и герметично изолируется от воздействия бурового раствора.

В отличие от яссов открытого типа растягивающее усилие, необходимое для включения в работу ясса закрытого типа, не зависит от величины гидростатического давления столба промывочной жидкости в затрубном пространстве, что является одним из основных его преимуществ.

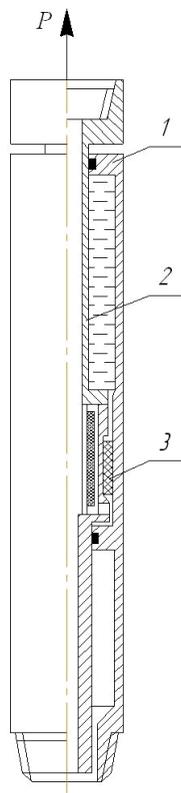


Рис. 8.13. Схема ясса закрытого типа: *1* – корпус; *2* – подвижный шток; *3* – поршень

При передаче сжимающей нагрузки подвижный шток 2 с поршнем 3 занимает крайнее нижнее положение относительно корпуса 1.

Для включения ясса в работу на шток 2 через колонну бурильных труб передается растягивающее усилие. При этом шток своим выступом прижимается к седлу поршня 3, и тормозная жидкость может перетекать в подпоршневое пространство только по кольцевой щели малого сечения. Благодаря этому создается значительное гидравлическое сопротивление перетоку жидкости, вследствие чего нижняя часть колонны бурильных труб со штоком 2 перемещается медленнее ее верхней части, и колонна растягивается в пределах упругой деформации.

По истечении некоторого времени поршень 3 выходит в расширенную часть корпуса 1. При этом гидравлическое сопротивление перетоку жидкости мгновенно уменьшается, шток 2 под действием усилия упругой деформации колонны бурильных труб резко перемещается в крайнее верхнее положение и ударяется выступом в торец камеры. Этот удар через детали ясса передается оборудованию, расположенному ниже. Сила удара достигает 60–800 кН. Для создания повторного удара достаточно снова приложить на ясс сжимающую нагрузку, под действием которой шток 2 вместе с поршнем возвратится в крайнее нижнее положение, а затем повторно натянуть колонну бурильных труб.

Безопасный замок (рис. 8.14) используется для быстрого разъединения бурильной колонны от прихваченного оборудования и устанавливаются в одном или нескольких местах, под пакером или выше него. Он состоит из корпуса 4, внутри которого размещен шток 2. В верхней части корпуса навинчена гайка 3 с левой резьбой, которая находится в постоянном зацеплении со штоком 2. Внутренняя поверхность корпуса выполнена в виде шлицевой втулки с шестью выступами, утолщенная нижняя часть штока 2 – в виде шлицевого вала с тремя выступами, находящимися при транспортном положении в зацеплении с корпусом.

Перепускное устройство, состоящее из резиновой втулки 5 и винта 6, служит дополнением к уравнительному клапану испытателя пластов (уменьшает эффект поршневания при СПО).

При передаче сжимающих усилий шток 2 смещается в крайнее нижнее положение, втулка 5 оказывается в расточке корпуса и герметично разобщает внутреннюю полость штока от затрубного пространства, поэтому, если откроется впускной клапан испытателя пластов, то внутренняя полость будет оставаться изолированной от затрубного пространства.

Безопасный замок работает следующим образом. В случае прихвата пакера через колонну бурильных труб передают крутящее усилие на шток 2.

Затем инструмент разгружают, и шток 2, переместившись в крайнее нижнее положение, проворачивается вправо вместе с гайкой 3 на 120° . После этого инструмент приподнимают, шток 2 смещается по пазам в верхнее положение и проворачивается на 120° . Таким образом, при наличии крутящего усилия и осевых возвратно-поступательных движений гайка 3 по истечении 12 полных оборотов отсоединяется от корпуса. После разъединения левой резьбы замка в скважине остается его корпус, а все остальное оборудование, расположенное над пакером, извлекается из скважины.

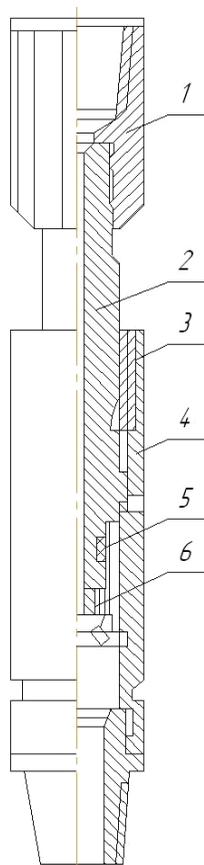


Рис. 8.14. Безопасный замок:
 1 – верхний переводник,
 2 – подвижный шток,
 3 – гайка с левой резьбой,
 4 – корпус, 5 – резиновая втулка, 6 – винт

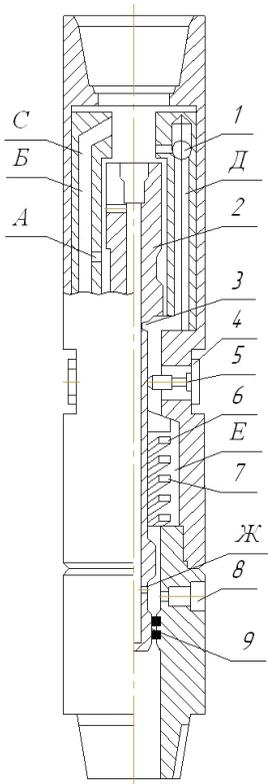


Рис. 8.15. Схема забойного пробоотборника: А – отверстие обводного канала; Б – верхние радиальные отверстия штока; В, Д – обводные каналы; Е – нижние радиальные отверстия штока; Ж – емкость пробоотборника; 1 – шаровой клапан; 2 – подвижный шток; 3 – паз штока; 4 – фиксатор; 5, 8 – запорные клапаны; 6 – запорный шток; 7 – пружина; 9 – уплотнения

Пробоотборник закрывает пробу после открытия уравнивающего клапана пластоиспытателя. В момент выравнивания давления над пакером и под ним при движении жидкости сверху

Отсоединение от прихваченной части компоновки пластоиспытателя может производиться и при использовании более простого узла – левого переводника (переводника с левой резьбой). Такой переводник может устанавливаться как ниже, так и выше пакера.

Забойный пробоотборник предназначен для отбора пробы пластовой жидкости из пласта в период опробования при давлении, максимально приближенном к пластовому.

Забойный пробоотборник с гидравлическим управлением из комплекта МИГ (рис. 8.15) может устанавливаться в любом месте между пластоиспытателем и фильтром. При спуске комплекта пластоиспытателя на забой запорный шток 6 удерживается пружиной 7 в верхнем положении. Переток жидкости через пробоотборник может идти только снизу вверх через обводной канал Д с шаровым клапаном 1.

На притоке и восстановлении давления положение пробоотборника не меняется.

вниз шаровой клапан 1 перекрывает канал Д и перепад давления перемещает шток 2 вниз до попадания фиксатора 4 в паз штока 3. При этом шток с отверстиями Ж перемещается ниже уплотнения 9, в результате чего они перекрываются. Обводной канал перекрывается верхними уплотнениями штока 2; отверстия А и В совмещаются.

Проба изолируется в емкости Е и отбирается на поверхности через запорные клапаны 5 и 8. При подъеме инструмента из скважины переток жидкости через проботборник осуществляется в любом направлении через центральный канал штока 2, отверстия В и обводной канал С.

Для получения качественной пробы пластового флюида проботборник устанавливают непосредственно под пластоиспытателем.

Устьевое оборудование.

Для проведения работ с трубными испытателями пластов на верхней трубе бурильной колонны устанавливается устьевая (вертлюжная) головка, конструкция которой показана на рис. 8.16. В корпусе 5 размещен пробковый кран 6, служащий для сообщения или разобщения устьевого манифольда с бурильными трубами. В нижней части корпуса размещен металличе-

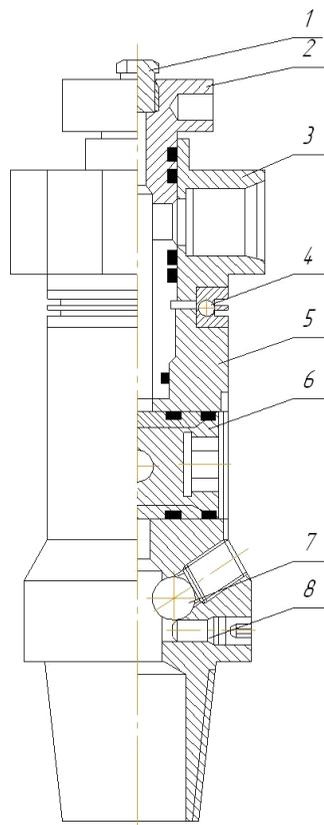


Рис. 8.16. Устьевая, вертлюжная головка: 1 – заглушка, 2 – ствол, 3 – крестовина, 4 – подшипник, 5 – корпус, 6 – пробковый кран, 7 – шар, 8 – винт

кий шар 7, удерживаемый в гнезде с помощью винта 8. При необходимости этот шар можно сбросить внутрь бурильных труб.

Сверху в корпус ввинчен ствол 2 с крестовиной 3 для соединения бурильной колонны с устьевым манифольдом. Между корпусом и крестовиной размещен шариковый подшипник 4, благодаря которому можно вращать корпус со стволом без вращения крестовины.

Упрощенная схема обвязки устьевого оборудования при испытании пласта показана на рис. 8.17. Эта схема позволяет проводить исследование пласта в течение длительного времени (более 1 ч) на различных режимах, производить вращение и осевое

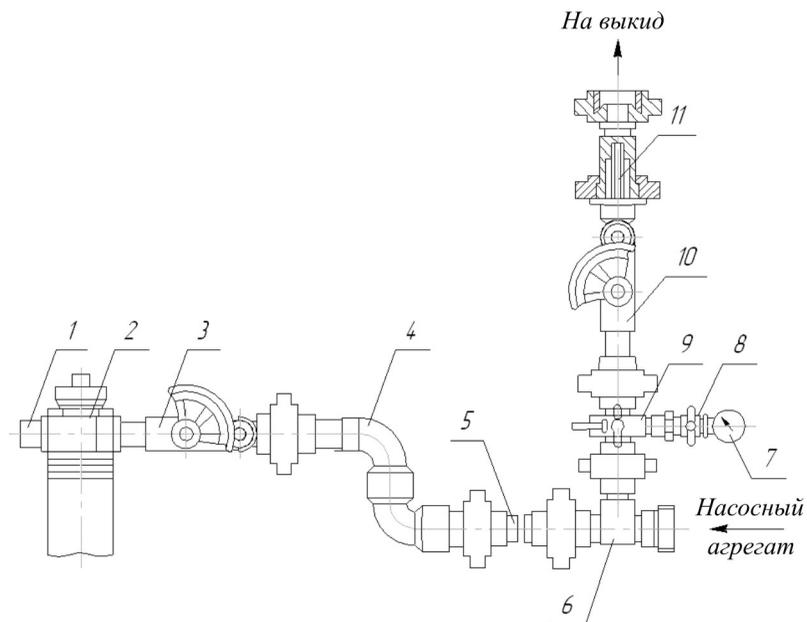


Рис. 8.17. Упрощенная схема обвязки устья скважины при испытании:

- 1 – заглушка; 2 – вертлюжная головка; 3, 10 – краны высокого давления, 4 – шарнирное соединение, 5 – труба высокого давления, 6 – крестовина, 7 – манометр, 8 – разъединитель, 9 – вентиль, 11 – штуцерная камера

перемещение бурильной колонны без разборки устьевого манифольда, производить отвод флюида, поступающего из пласта на поверхность на безопасное расстояние от буровой установки, производить закачку жидкости в бурильную колонну.

Устьевой манифольд собирается из быстроразъемных соединений (секций) и через кран высокого давления 3 соединяется с крестовиной вертлюжной головки 2.

Через отводы манифольд соединяется с одной или двумя штуцерными камерами 11 и насосным (цементировочным) агрегатом. К устьевому манифольду может быть присоединена пробоотборная камера.

В процессе испытания пласта на устье скважины могут быть замерены дебит при различных диаметрах штуцера, давление, произведен отбор проб пластового флюида. Оборудование рассчитано для работы при избыточном давлении до 30 МПа.

8.3.2. Технология испытания пластов с помощью пластоиспытателя МИГ

Универсальность испытательного оборудования МИГ обеспечивается нормальным рядом его размеров (по диаметру от 65 до 146 мм), охватывающим все возможные размеры ствола скважины, и набором инструментов, позволяющим вести опробование в открытом и обсаженном стволах скважин, с опорой на естественный или искусственный забой, с опорой на стенки колонны или стенки открытого ствола скважины, при надежном разобщении опробуемого пласта, при давлении на забое до 100 МПа и более и температуре до 200 °С.

Варианты компоновок испытательного оборудования многоциклового действия из-за конструктивных преимуществ отличаются большим технологическим разнообразием, что дает возможность производить опробование в самых разнообразных геологических условиях. На рис. 8.18 приведены типовые варианты компоновки многоциклового испытательного оборудования.

Тип компоновки *a* предусматривает использование запорного клапана двойного закрытия, устанавливаемого над испыта-

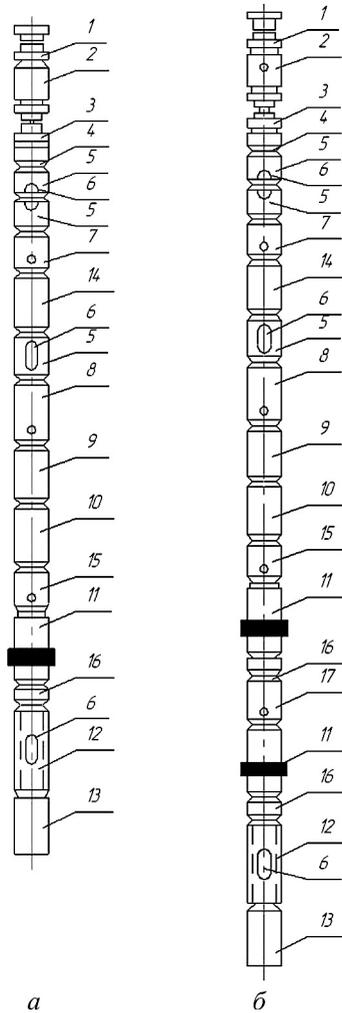


Рис. 8.18. Типовые компоновки многоциклового испытательного оборудования: 1 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 – секция бурильных труб; 4 – переводники; 5 – подгонный патрубкок; 6 – манометр; 7 – гидравлический штуцер; 8 – испытатель пластов; 9 – пробоотборник; 10 – гидравлический ясс; 11 – пакер; 12 – фильтр; 13 – хвостовик; 14 – запорно-поворотный клапан; 15 – безопасный замок; 16 – левый переводник; 17 – распределительное устройство

телем пластов. В этом случае устройство для отдельного вращения колонны бурильных труб не используется. При таком варианте компоновки проводят два открытых и два закрытых периода испытания путем вращения колонны бурильных труб на заданное число оборотов в определенной последовательности.

Для селективного испытания пласта рекомендуется компоновка типа \bar{b} с использованием распределительного устройства между двумя пакерами и запорного поворотного клапана двойного закрытия с целью получения двух открытых и двух закрытых периодов испытания путем вращения колонны бурильных труб.

Обвязка устьевого головки должна обеспечивать возможность вращения колонны труб и ее возвратно-поступательные осевые перемещения на длину до 3 м.

Последовательность операций при проведении опробования многоцикловым опробованием с использованием ЗПК состоит в следующем.

В процессе сборки и спуска комплекса в скважину в фильтр или хвостовик устанавливают глубинные манометры. Резьбовые соединения бурильных труб, а также замковые соединения узлов, расположенных выше пакера, смазывают консистентной смазкой, уплотняют пеньковым шнуром и крепят машинными ключами. При спуске в скважину герметичность колонны труб и испытательного оборудования контролируется по положению уровня промывочной жидкости в кольцевом пространстве.

При наличии посадок инструмента не допускают периода разгрузки инструмента более 15–20 с, в противном случае может произойти преждевременное открытие впускного клапана испытателя пластов.

Длина бурильного инструмента подбирается с таким расчетом, чтобы при допуске до забоя последняя свеча оказалась на 3–5 м выше ствола ротора и чтобы обеспечить поддержание заданной нагрузки на пакер. На верхнюю трубу необходимо навинтить специальную устьевую (вертлюжную) головку с краном

высокого давления и выкидной линией с быстросъемными резьбовыми соединениями.

При спуске инструмента в скважину бурильные трубы частично заполняют буровым раствором, водой или другой жидкостью. Объем жидкости заранее рассчитывают из условия обеспечения необходимой депрессии на пласт в начале испытания.

Опыт исследования пластов с помощью пластоиспытателей подтверждает, что резкое создание депрессии благоприятно влияет на параметры продуктивных пластов. Глубокая депрессия способствует удалению глинистой корки, восстановлению проницаемости ПЗП, подвергшейся отрицательному воздействию фильтрата бурового раствора, и вызывает активизацию нефтепроявления из отдельных линз в окрестностях скважины. Наиболее благоприятные условия создаются в тех случаях, когда депрессия в 3 раза превышает репрессию на пласт при вскрытии (разбурировании) пласта.

При депрессии ниже 10 МПа ликвидация блокирования ПЗП может быть неэффективной. Таким образом, с учетом устойчивости горных пород исследуемого объекта, предельно допустимого перепада давления на пакере и допустимых давлений смятия для бурильных труб необходимо планировать максимально возможную депрессию на пласт.

При наличии в интервале испытания слабосцементированных песчаников депрессию следует ограничивать до 10–12 МПа.

Для заполнения труб жидкостью можно использовать специальные заливочные устройства, позволяющие заполнять трубы до требуемой высоты в процессе их спуска в скважину.

В конце спуска инструмента, при достижении хвостовиком забоя скважины (при испытании с опорой на забой), весом труб создается сжимающая нагрузка на испытательное оборудование. Под действием этой нагрузки резиновый элемент пакера, сокращаясь по длине, увеличивается в диаметре и изолирует расположенную ниже пакера зону (интервал продуктивного пласта) от остальной части скважины.

Одновременно с этим под воздействием сжимающей нагрузки включается в работу гидравлическое реле времени пла-

стоиспытателя, которое через 3–5 мин последовательно закрывает уравнильный и открывает впускной клапан испытателя пластов. Момент открытия впускного клапана пластоиспытателя фиксируется на устье скважины по увеличению показаний гидравлического индикатора веса (за счет проседания компоновки на забой), что является косвенным средством контроля за работой испытателя пластов.

После открытия впускного клапана давление в подпакерной зоне (или между двумя пакерами при избирательном испытании пластов) резко снижается и становится равным гидростатическому давлению столба жидкости в бурильных трубах, которое ниже пластового, т.е. обеспечивается депрессия на пласт. Под действием избыточного пластового давления жидкость или газ из испытуемого пласта поступает через фильтр и пластоиспытатель в колонну бурильных труб. Происходит первый открытый период опробования. Длительность его 3–5 мин. В этот период призабойная зона очищается, восстанавливается ее проницаемость, происходит дренирование пласта на небольшую глубину.

По окончании первого открытого периода незначительным приподнятием бурильного инструмента снижают сжимающую нагрузку с целью облегчения закрытия запорного клапана. Он закрывается путем вращения колонны бурильных труб вправо на 10 оборотов. Начинается первый закрытый этап опробования. В течение этого периода пластовый флюид поступает только в подпакерную зону, в результате чего давление в ней быстро увеличивается за короткое время вплоть до пластового. Продолжительность первого закрытого периода должна в 1,5–2,0 раза превышать продолжительность первого открытого периода.

По истечении времени первого закрытого периода испытания бурильный инструмент снова вращают вправо на 10 оборотов, при этом запорный клапан открывается, и полость бурильных труб сообщается с подпакерной зоной. С этого момента начинается второй открытый период испытания. При открытии ЗПК давление в подпакерной зоне снова падает ниже пластового, и осуществляется приток пластового флюида в бу-

рильную колонну. Продолжительность второго открытого периода – от 15 мин до 1 ч и более.

По истечении заданного времени второго открытого периода испытания бурильные трубы вновь вращают вправо на 10 оборотов. Запорный клапан закрывается, и с этого момента начинается второй закрытый период испытания. Продолжительность второго закрытого периода в 1,5–2,0 раза должна превышать продолжительность второго открытого периода, однако заполнение колонны более чем на $\frac{2}{3}$ ее длины обычно не допускают. После второго закрытия запорно-поворотного клапана колонну бурильных труб можно проворачивать на неограниченное число оборотов. Клапан при этом будет оставаться в закрытом положении.

Пакер снимается с места по истечении общего времени испытания, продолжительность которого оговаривается в плане проведения работ. Первоначально создают натяжку, превышающую на 10–15 % вес инструмента перед установкой пакера. При этом впускной клапан испытателя пластов закрывается, а его уравнительный клапан открывается. После закрытия пробоборника надпакерная зона затрубного пространства сообщается с надпакерным пространством, т.е. давление в затрубном пространстве над и под пакером выравнивается. Если после этого пакер не снимается, натяжку повышают до допустимых пределов с остановками на 2–3 мин. Если инструмент не освобождается, его оставляют под натяжкой на 10–15 мин. Дальнейшие работы по освобождению инструмента осуществляют путем его расхаживания.

В целях предотвращения открытия впускного клапана испытателя пластов при расхаживании инструмента ограничивают продолжительность воздействия сжимающих нагрузок на испытательное оборудование.

Наличие гидравлического ясса обеспечивает создание серии массивных ударов в направлении снизу вверх, что способствует освобождению инструмента при его расхаживании.

Поднимают инструмент с непрерывным доливом промывочной жидкости в затрубное пространство. При появлении первых свечей заполненных жидкостью, необходимо цементировочным агрегатом создать избыточное давление в трубах для открытия циркуляционного клапана. Затем обратной циркуляцией следует заменить пластовую жидкость в трубах промывочной, отбирая при этом пробы пластовой жидкости, после чего продолжить подъем инструмента.

После подъема оборудования на поверхность его разбирают по секциям, из глубинных манометров извлекают бланки, из пробоотборника извлекают пробу пластового флюида.

8.3.3. Испытание пластов с использованием многоциклового клапана ЗПК2М

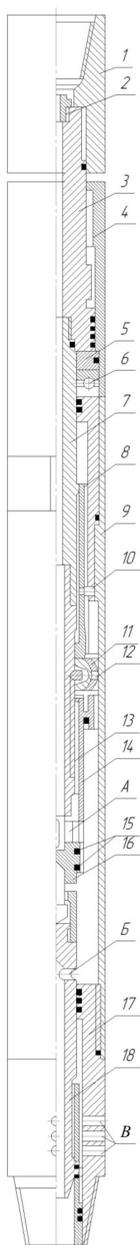
Конструкция многоциклового клапана ЗПК2М позволяет упростить компоновку испытательного инструмента за счет исключения из нее пластоиспытателя.

Клапан ЗПК2М (рис. 8.19) включает: главный впускной клапан; уравнительный клапан; дополнительный запорный клапан; перепускной клапан.

Технология изоляции продуктивного пласта аналогична при использовании пластоиспытателя МИГ.

Главный впускной клапан в сжатом состоянии открывается и закрывается при вращении бурильной колонны поочередно на 10 оборотов неограниченное число раз. При спуске инструмента в скважину он закрыт. Управление работой уравнительного клапана и дополнительного запорного клапана осуществляется вертикальным перемещением бурильных труб. Уравнительный и дополнительный запорный клапаны образуют единый блок.

В растянутом (транспортном) положении клапана ЗПК2М шлицы подвижного штока 3 входят в зацепление с корпусной трубой 4 и вращение колонны не приводит к срабатыванию впускного клапана. При создании на пакер сжимающей нагрузки (пакеровка) верхний шток 3 движется вниз до упора в раздельный поршень 5 и выходит из зацепления с корпусом. Движение



верхнего штока вниз передается плунжеру 18 уравнительного клапана, который перекрывает боковые отверстия *B* в нижнем корпусе. Таким образом происходит закрытие уравнительного клапана, затрубное пространство изолируется от подпакероной зоны. Для срабатывания этого клапана компоновку после пакеровки выдерживают в сжатом неподвижном состоянии в течение 4–5 мин.

На наружной поверхности полого штока 13 выполнено по 10 витков правой и левой трапецеидальной резьбы, концы которой сопряжены между собой и образуют бесконечную винтовую канавку. По канавке скользит палец 12, закрепленный в скобе 11, которая в свою очередь связана с втулкой 14.

При вращении штока 13 палец, скоба и втулка перемещаются вверх или вниз в зависимости от направления винтовой линии. Проворачивание этих деталей предотвращается штифтом 10, закрепленным в гильзе 8. Штифт совершает возвратно-поступательные движения по канавке, выполненной в корпусной трубе 4.

Рис. 8.19. Запорно-поворотный многоцикло-вой клапан ЗПКМ2-146: 1 – верхний переводник; 2 – штуцер; 3 – верхний шток; 4 – корпусная труба; 5 – разделительный поршень; 6 – подшипник; 7 – промежуточный шток; 8 – гильза; 9 – корпус; 10 – штифт; 11 – скоба; 12 – палец; 13 – нижний шток; 14 – втулка; 15 – уплотнение; 16 – впускной клапан; 17 – нижний переводник; 18 – плунжер

После закрытия уравнительного клапана вращением бурильной колонны на 10 оборотов втулка 14 перемещается в крайнее верхнее положение, при этом ее щели совмещаются с отверстиями *A* впускного клапана 16, он открывается (на рис. 8.18 закрыт уравнительный и открыт впускной клапан). За счет образующейся депрессии на пласт через центральное отверстие плунжера 18, отверстия *B* и *A* происходит приток флюида в бурильную колонну. Начинается первый открытый период испытания пласта.

По завершении первого открытого периода колонну бурильных труб вновь вращают на 10 оборотов, при этом втулка 14 опускается в крайнее нижнее положение, ее щели становятся ниже уплотнителя 15, отверстия *A* впускного клапана закрываются. Начинается закрытый период опробования. Вращением бурильной колонны через каждые 10 оборотов можно повторять открытие и закрытие впускного клапана неограниченное число раз, чередуя открытые и закрытые периоды испытания. После завершения процесса испытания пласта впускной клапан оставляют в закрытом положении.

Для предотвращения разрушения клапанов при интенсивном потоке жидкости в верхней части штока 3 устанавливается штуцер 2 с отверстием диаметром 6, 8 или 10 мм.

Созданием растягивающей нагрузки открывается уравнительный клапан (плунжер 18 перемещается вверх, открываются отверстия *B* в нижнем переводнике 17), давления в затрубном пространстве и в подпакерной зоне выравниваются, что облегчает процесс распакерки.

Многоциклового запорно-поворотный клапан ЗПК2М может использоваться в компоновке с одним или двумя пакерами, с опорой на забой или стенки скважины. При этом из компоновки исключается испытатель пластов, так как в нем нет необходимости.

8.3.4. Расчёт компоновки бурильной колонны при испытании пласта

В процессе всего цикла испытания пласта на колонну бурильных труб действуют различные нагрузки: растягивающие и сжимающие, сминающие, изгибающие, как статические, так и динамические. Расчет бурильной колонны и хвостовика проводится на максимальные нагрузки, возникающие в процессе испытания пласта.

Бурильная колонна рассчитывается на растяжение при распаковке с вращением, на смятие при максимальном ее опорожнении и на избыточное внутреннее давление, если в период притока выкидная линия из колонны бурильных труб закрывается.

Поверочный расчет бурильной колонны заключается в определении соответствия фактических нагрузок и напряжений допустимым.

Наиболее опасное сечение при расхаживании колонны в процессе распаковки – верх колонны.

Условие прочности бурильных труб при растяжении с кручением определяется как

$$\sigma_T \geq k_p \sqrt{\sigma_z^2 + 4\tau^2}, \quad (8.1)$$

где σ_T – предел текучести материала труб, Па;

k_p – коэффициент запаса прочности на растяжение ($k_p = 1,5$);

σ_z – осевые (растягивающие) напряжения, Па;

τ – тангенциальные (касательные) напряжения, Па.

Осевые растягивающие напряжения в теле бурильных труб определяются по формуле

$$\sigma_z = (G_k + P_{\text{доп}})/F_{\text{тр}}, \quad (8.2)$$

где G_k – нагрузка от веса бурильной колонны и пластоиспытателя, Н;

$P_{\text{доп}}$ – дополнительная растягивающая нагрузка при расхаживании колонны, Н;

$F_{\text{тр}}$ – площадь тела трубы, м².

Нагрузка от веса бурильной колонны и пластоиспытателя (G_k) определяется по формуле

$$G_k = [\sum q_j l_j + q_y l_y + M_{ип} + q_x l_x] g (1 - \rho_p / \rho_m), \quad (8.3)$$

где q_j – масса погонного метра бурильных труб, кг/м;

q_y – масса погонного метра УБТ, кг/м;

q_x – масса погонного метра хвостовика, кг/м;

l_j – длина секции бурильных труб с одинаковой толщиной стенки, м;

l_y – длина утяжеленных бурильных труб, м;

l_x – длина хвостовика, м;

$M_{ип}$ – масса комплекта пластоиспытателя, кг;

ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;

ρ_m – плотность металла труб, кг/м³.

Дополнительную растягивающую нагрузку при расхаживании бурильной колонны в случае ее прихвата рекомендуют принимать до 30 % от веса бурильной колонны ($P_{доп} \leq 0,3G_k$).

Тангенциальные напряжения в верхней части колонны при круговом расхаживании определяются как

$$\tau = \pi d_n \phi G_{кр} / [Z_{пак} - l_y (1 - J_{кр} / J_{кр,y})], \quad (8.4)$$

где d_n – наружный диаметр бурильных труб, м;

ϕ – число оборотов, на которое закручивается верх бурильной колонны при расхаживании;

$G_{кр}$ – модуль упругости второго рода (для стальных труб $G_{кр} \approx 73$ ГПа);

$Z_{пак}$ – глубина установки пакера, м;

l_y – длина утяжеленных бурильных труб, м;

$J_{кр}$ и $J_{кр,y}$ – полярные моменты инерции сечения соответственно бурильных труб и УБТ, м⁴.

Условие прочности бурильной колонны на смятие после пакеровки (до открытия впускного клапана):

$$P_{см} \geq k_{см} [\rho_p Z_{бт} - \rho_j (Z_{бт} - Z_{ж})] g, \quad (8.5)$$

где $P_{см}$ – сминающее давление для бурильных труб, Па;
 $k_{см}$ – коэффициент запаса прочности на смятие ($k_{см} = 1,3$);
 $Z_{от}$ – глубина соединения бурильных труб и УБТ, м;
 $Z_{ж}$ – глубина уровня жидкости в колонне, м;
 ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

Наиболее опасное сечение при расчете колонны на смятие – низ бурильной колонны (место соединения с УБТ).

Условие прочности бурильной колонны на разрыв (избыточное внутреннее давление) при полном замещении жидкости в колонне на пластовый флюид и герметизации устья скважины:
 для нефтяной скважины

$$P_{кр} \geq k_{вн} (P_{пл} - \rho_n g L_{пл}), \quad (8.6)$$

для газовой скважины

$$P_{кр} \geq k_{вн} P_{пл} \exp[0,034 \rho_{ог} L_{пл} / \beta_{сж} T_{ср}], \quad (8.7)$$

где $P_{кр}$ – внутреннее критическое давление (давление разрыва) бурильных труб, Па;

$k_{вн}$ – коэффициент запаса прочности на разрыв бурильных труб ($k_{вн} = 1,15$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

$\rho_{ог}$ – относительная (по воздуху) плотность газа, кг/м³;

$L_{пл}$ – глубина залегания пласта, м;

$\beta_{сж}$ – коэффициент сжимаемости газа, Па⁻¹;

$T_{ср}$ – средняя температура в скважине, °К.

Наиболее опасное сечение при расчете колонны на разрыв – верх бурильной колонны (при компоновке ее из труб одинаковой прочности).

Хвостовик комплекта пластоиспытателя при опоре на забой рассчитывается на статическую нагрузку в период притока жидкости и на ударную нагрузку при открытии впускного клапана.

Условие прочности хвостовика при сжатии:

$$\sigma_{\tau} \geq k_{\text{сж}} (\sigma_z + \sigma_{\text{и}} + \sigma_{\tau}), \quad (8.8)$$

где $k_{\text{сж}}$ – коэффициент запаса прочности при расчете на сжатие ($k_{\text{сж}} = 1,3$);

σ_z – сжимающие напряжения в теле хвостовика, Па;

$\sigma_{\text{и}}$ – изгибающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ_{τ} – температурные напряжения в теле хвостовика, Па.

Сжимающие напряжения в теле хвостовика возникают от суммы нагрузки от пакеровки ($P_{\text{сп}}$) и гидравлической нагрузки ($P_{\text{г}}$) на пакер, уменьшенной на величину силы трения пакера ($P_{\text{тр}}$) о стенки скважины:

$$\sigma_z = (P_{\text{сп}} + P_{\text{г}} - P_{\text{тр}}) / F_x. \quad (8.9)$$

Нагрузка, необходимая для пакеровки ($P_{\text{сп}}$), выбирается по технической характеристике применяемого пакера.

Статическая гидравлическая нагрузка на хвостовик ($P_{\text{г}}$) после открытия впускного клапана составит:

$$P_{\text{г}} \approx 0,785 (d_c^2 - d_x^2) [\rho_{\text{р}} Z_{\text{пак}} - \rho_{\text{ж}} (Z_{\text{пак}} - Z_{\text{ж}})] g, \quad (8.10)$$

где d_c – диаметр скважины, м;

d_x – диаметр хвостовика, м;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

$Z_{\text{пак}}$ – глубина установки пакера, м;

$Z_{\text{ж}}$ – глубина уровня жидкости в колонне, м.

Силу трения пакера о стенки скважины можно определить по формуле П.С. Лапшина:

$$P_{\text{тр}} = C_{\text{тр}} \mu_{\text{тр}} \Delta P \pi d_c h_{\text{рп}} (d_{\text{рп}}^2 - d_{\text{ш}}^2) / (d_c^2 - d_{\text{ш}}^2), \quad (8.11)$$

где $C_{\text{тр}}$ – опытный коэффициент ($C_{\text{тр}} \approx 0,2$);

$\mu_{\text{тр}}$ – коэффициент трения резинового элемента пакера о стенки скважины ($\mu_{\text{тр}} \approx 0,1$);

ΔP – избыточное наружное давление на пластоиспытателе в начале испытания пласта:

$$\Delta P = [\rho_p Z_{\text{пак}} - \rho_{\text{ж}} (Z_{\text{пак}} - Z_{\text{ж}})] g, \quad (8.12)$$

где d_c – диаметр скважины, м;

$d_{\text{ш}}$ – диаметр штока пакера, м;

$h_{\text{рп}}$ – высота резинового элемента пакера, м;

$d_{\text{рп}}$ – диаметр резинового элемента пакера, м;

$Z_{\text{пак}}$ – глубина установки пакера, м;

ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в буровой колонне, кг/м³.

Иногда силу трения пакера о стенку скважины не учитывают, это повышает коэффициент запаса прочности при расчете хвостовика на статическую сжимающую нагрузку.

Изгибающие напряжения в теле хвостовика определяются как

$$\sigma_{\text{и}} = 5,04 (d_c - d_x) \sqrt[3]{E J_x^2 g^2 (1 - \rho_p / \rho_m)^2 / W_x}, \quad (8.13)$$

где d_c – диаметр скважины, м;

d_x – диаметр хвостовика, м;

E – модуль упругости материала (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

J_x – полярный момент инерции сечения хвостовика, м⁴;

q_x – масса погонного метра хвостовика, кг/м;

ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;

ρ_m – плотность металла труб хвостовика, кг/м³;

W_x – момент сопротивления сечения хвостовика, м³;

Температурные напряжения в теле хвостовика определяются по формуле

$$\sigma_t = \alpha_t E \Delta t, \quad (8.14)$$

где α_t – температурный коэффициент линейного расширения материала хвостовика (для стали $\alpha_t = 12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$);

E – модуль упругости материала хвостовика (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

Δt – изменение температуры в подпакерной зоне в процессе притока пластового флюида, К.

Условие прочности хвостовика при ударной нагрузке можно выразить следующим образом:

$$[P_{уд}] \geq (P_{сп} + P_r) \sqrt{1 + 2EF_x (Z_{пак} - h_{пр})(d_o / d_c)^4 / (\mu l_x P_r)}, \quad (8.15)$$

где $[P_{уд}]$ – допустимая ударная нагрузка на хвостовик, Н;

$P_{сп}$ – сжимающая нагрузка при пакеровке, Н;

P_r – гидравлическая нагрузка на пакер при открытии впускного клапана, Н;

E – модуль упругости материала (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

F_x – площадь тела хвостовика, м²;

$Z_{пак}$ – глубина установки пакера, м;

$h_{пр}$ – приведенная высота столба бурового раствора, м,

$$h_{пр} = (Z_{пак} - Z_{ж}) \rho_{ж} / \rho_p, \quad (8.16)$$

d_o – диаметр отверстия штуцера в пластоиспытателе, м;

d_c – диаметр скважины, м;

μ – коэффициент расхода штуцера пластоиспытателя ($\mu_{шт} = 0,6 \dots 0,65$);

l_x – длина хвостовика, м.

Допустимая ударная нагрузка на хвостовик определится как:

$$[P_{уд}] = k_{уд} F_x (\sigma_T - \sigma_{и} - \sigma'_z) / k_{\delta}, \quad (8.17)$$

где $k_{уд}$ – коэффициент, учитывающий возрастание предела текучести хвостовика при динамическом нагружении ($k_{уд} = 2 \dots 2,35$);

F_x – площадь тела хвостовика, м²;

σ_T – предел текучести материала труб хвостовика, Па;

$\sigma_{и}$ – изгибающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ'_z – сжимающие напряжения в теле хвостовика от нагрузки при пакеровке: $\sigma'_z = P_{сп} / F_x$;

k_{δ} – коэффициент безопасности при расчете хвостовика, $k_{\delta} = 1,3$.

8.3.5. Испытание пластов с использованием эжекторного многофункционального пластоиспытателя (ЭМПИ)

Для испытания пласта в скважину на колонне НКТ спускают компоновку, включающую:

- воронку (расширитель) – устанавливается не ближе 20 м от кровли исследуемого пласта;
- пакер – устанавливается в зависимости от решаемых задач на расстоянии 50–100 м от кровли исследуемого объекта;
- эжекторный насос – устанавливается на две трубы (15–20 м) выше пакера.

После пакерования устанавливают фонтанную арматуру и производят ее обвязку с насосным агрегатом, сепаратором, замерной емкостью в соответствии со схемой (рис. 8.20).

Обратный клапан устанавливается в нагнетательную линию при высоких пластовых давлениях.

Количество и тип насосных агрегатов определяют в зависимости от геологических характеристик пласта и решаемых задач.

В линию нагнетания рабочей жидкости обязательно устанавливают фильтр во избежание засорения сопла струйного насоса.

После установки пакера в колонну НКТ на каротажном кабеле спускают манометр. Выше манометра на кабеле подвижно устанавливают герметизирующий узел. Манометр устанавливают в интервал пласта, а герметизирующий узел садится в корпус ЭМПИ, разобщая нагнетательный и всасывающий каналы струйного насоса. Автономные приборы можно спускать на проволоке.

При прокачке через ЭМПИ рабочей жидкости (технической воды, нефти или солевого раствора) на срезе сопла создается разрежение, вследствие чего происходит всасывание жидкости из подпакерного пространства, соответственно давление под пакером снижается. Величина депрессии зависит от скорости прохождения рабочей жидкости через сопло и регулируется давлением насосного агрегата. Как правило, для работы используют агрегаты ЦА – 320 или 4АН – 700. Снижение давления под пакером до проектной величины происходит за 0,5–3 мин, в зависимости от объема подпакерного пространства.

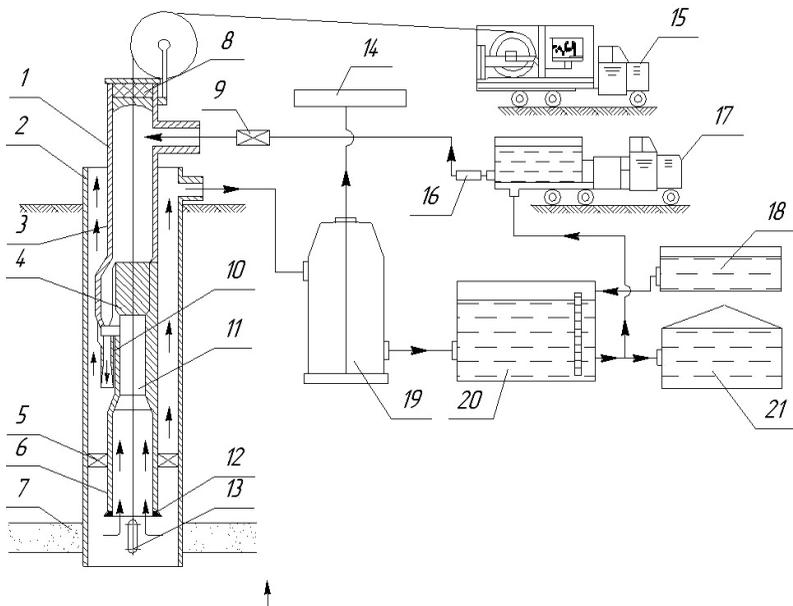


Рис. 8.20. Схема обвязки скважинного и наземного оборудования при работе с эжекторным многофункциональным пластоиспытателем: 1 – фонтанная арматура; 2 – обсадная колонна; 3 – колонна НКТ; 4 – герметизирующий узел; 5 – пакер; 6 – хвостовик; 7 – пласт; 8 – лубрикатор; 9 – обратный клапан; 10 – эжекторный насос; 11 – кабель; 12 – воронка; 13 – манометр; 14 – коллектор газа; 15 – каротажная станция; 16 – фильтр; 17 – насосный агрегат; 18 – емкость для долива технологической жидкости; 19 – сепаратор; 20 – замерная емкость; 21 – емкость для технологической жидкости

После снижения забойного давления меньше пластового происходит приток пластового флюида, который перемешивается с восходящим потоком рабочей жидкости и выходит на поверхность. В устьевой обвязке выходящая смесь направляется в сепаратор, где происходит отделение газа, а дегазированный раствор поступает в замерную емкость. Герметизирующий узел не препятствует перемещению манометра в интервале подпакерного пространства. В том случае, если нет необходимости в спуске дистанционного прибора, можно работать с депрессионной

вставкой, сбрасываемой в полость НКТ. Для извлечения депрессионной вставки используют ловитель с яссом, спускаемым на кабеле или проволоке. К нижней части депрессионной вставки можно крепить автономный манометр.

После остановки работы эжекторного насоса (прекращение прокачки технологической жидкости) обратный клапан на всасывающей линии (на рис. 8.20 не показан) закрывается и в подпакерном пространстве сохраняется пониженное давление, созданное струйным насосом. После этого в подпакерном пространстве начинается процесс восстановления давления за счет энергии пласта. Манометр записывает кривую восстановления давления.

После восстановления прокачки технологической жидкости через струйный насос давление во всасывающей линии понижается, обратный клапан открывается и снова происходит вызов притока из пласта.

Таким образом, испытание пласта с применением комплекса ЭМПИ можно проводить в моноцикловом режиме.

8.4. Расчет основных гидродинамических параметров пласта¹

Фильтрационные характеристики продуктивного пласта определяют по данным гидродинамических исследований скважин. Существуют два основных способа проведения исследований: при установившихся и неустановившихся режимах.

При проведении гидродинамических исследований при установившихся режимах строят индикаторные диаграммы – графики в координатах «дебит – депрессия».

Порядок интерпретации индикаторных диаграмм следующий. Фактические значения дебитов и депрессий наносятся на график в координатах (ΔP , Q). Если полученные точки соединяются прямой линией, выходящей из начала координат, то делает-

¹ Раздел подготовлен с участием ст. преподавателя кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета И.Н. Пономаревой

ся вывод о том, что в пласте имеет место установившееся движение жидкости по линейному закону фильтрации, то есть справедлива формула Дююи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (8.18)$$

где Q – дебит скважины; $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ – соответственно пластовое и забойное давление; k – проницаемость пласта, h – его толщина; μ – динамическая вязкость нефти; $r_{\text{к}}$, $r_{\text{с}}$ – соответственно радиусы контура питания и скважины.

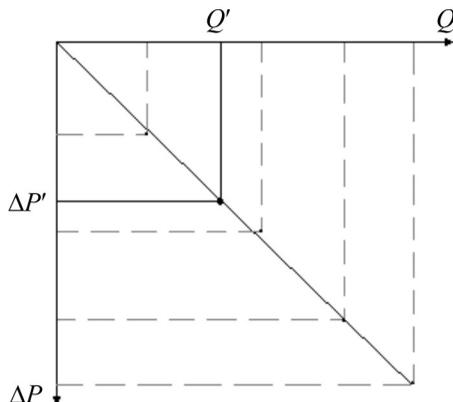


Рис. 8.21. Обработка индикаторной диаграммы по формуле Дююи

На линии выбирается произвольная точка, для которой определяются значения дебита и депрессии, по которым определяется коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q'}{\Delta P'}. \quad (8.19)$$

По определенному коэффициенту продуктивности в соответствии с формулой (8.19) можно вычислить значение коэффициента проницаемости.

$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi h}. \quad (8.20)$$

Если индикаторная диаграмма выпукла к оси дебитов, то ее интерпретация выполняется в соответствии с двучленной формулой притока:

$$\Delta P = A Q + B Q^2, \quad (8.21)$$

где A – коэффициент фильтрационных сопротивлений, обусловленный проявлением сил вязкостного трения; B – коэффициент фильтрационных сопротивлений, обусловленный проявлением инерционных сил.

Для обработки индикаторной диаграммы уравнение (8.21) преобразуется к виду

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + B Q. \quad (8.22)$$

Индикаторная диаграмма перестраивается в координатах $\left(\frac{\Delta P}{Q}, Q\right)$. Согласно (8.22) она будет прямой линией (рис. 8.22).

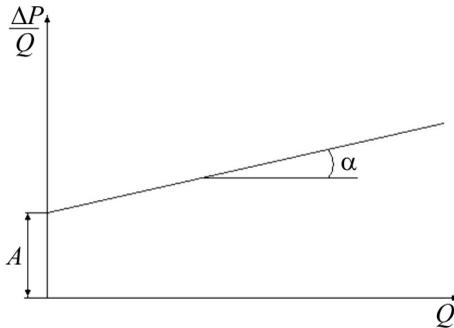


Рис. 8.22. Обработка индикаторной диаграммы по двучленной формуле

Прямая линия отсекает на оси ординат отрезок A , по углу ее наклона определяют коэффициент $B = \text{tg} \alpha$.

Коэффициенты A и B несут информацию о процессе фильтрации, также по их значениям определяются другие величины, например коэффициент проницаемости.

$$k = \frac{\mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi Ah}. \quad (8.23)$$

Коэффициент проницаемости, полученный при обработке результатов исследования скважин при установившихся режимах, характеризует всю зону дренирования пласта в среднем.

Самый распространенный способ исследования скважин при неустановившихся режимах – снятие кривой восстановления давления. Для этого скважину, работающую при установившемся режиме, останавливают и фиксируют темпы восстановления забойного давления. По результатам замеров строится график (рис. 8.23) – кривая восстановления давления (КВД).

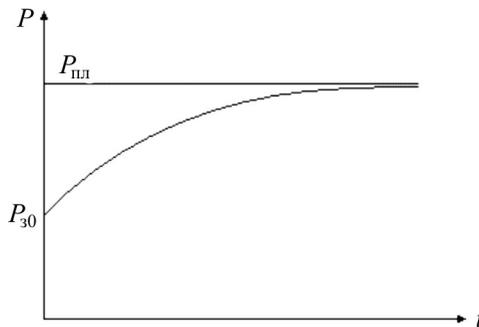


Рис. 8.23. Кривая восстановления давления в координатах $P - t$

Чаще всего обработку КВД производят в соответствии с методом касательной, основанным на использовании основного уравнения упругого режима,

$$\Delta P_t = P_{забt} - P_{заб0} = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246\chi t}{r_c^2}, \quad (8.24)$$

где χ – пьезопроводность пласта; t – время, прошедшее после остановки скважины.

Обозначив

$$\frac{Q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246\chi}{r_c^2} = A, \quad (8.25)$$

$$\frac{Q\mu}{4\pi kh} = B, \quad (8.26)$$

уравнение (8.24) можно записать в виде

$$\Delta P_t = A + B \ln t. \quad (8.27)$$

В соответствии с формулой (8.27) КВД в координатах $\Delta P - \ln t$ является прямой линией. Однако на форму фактической кривой восстановления давления влияют некоторые факторы, которые обуславливают отклонение начального участка фактической КВД от прямой (рис. 8.24).

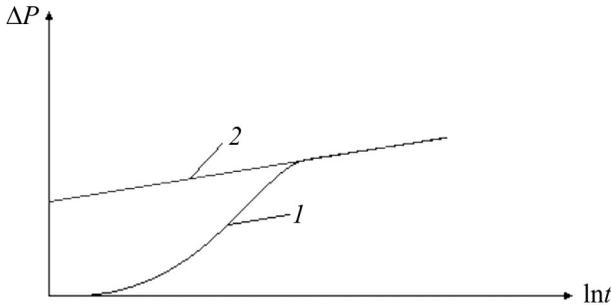


Рис. 8.24. Фактическая 1 и теоретическая 2 кривые восстановления давления

Для обработки следует выбирать участок, на котором КВД приближается к своей асимптоте. Продолжением прямолинейного участка до оси ординат определяют значения A , по уклону этого участка — B ($B = \operatorname{tg} \alpha$) (рис. 8.25).

В соответствии с (8.26) определяются гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{4\pi B} \quad (8.28)$$

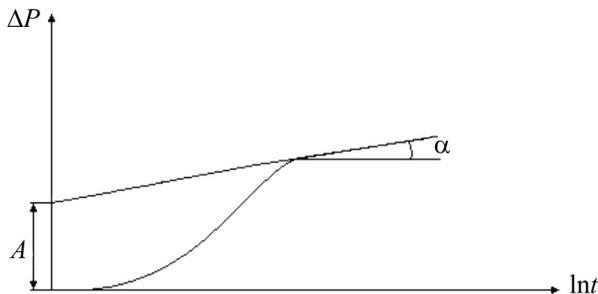


Рис. 8.25. Обработка КВД

и проницаемость пласта

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h}. \quad (8.29)$$

Проницаемость, определенная при обработке КВД методом касательной, характеризует удаленную зону пласта. Для оценки состояния призабойной зоны пласта производят расчет скин-фактора S , который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в этой зоне. Величина S будет положительной, если проницаемость ПЗП меньше проницаемости его удаленной зоны. И наоборот, при улучшенном состоянии ПЗП скин-фактор отрицательный.

Для определения скин-фактора в РД предложено использовать формулу

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{\text{ср}}}, \quad (8.30)$$

в которой приведенный радиус скважины

$$r_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{2,246\chi}{e^{\frac{A}{B}}}}, \quad (8.31)$$

где A – отрезок, отсекаемый продолжением выделенного при обработке методом касательной прямолинейного участка на оси ординат.

9. ОСВОЕНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН*

9.1. Общие сведения

Вызов притока – технологический процесс снижения противодавления на забое скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину. Освоение скважины – комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей скважины в разряд действующих. Освоение скважины включает вызов притока жидкости из пласта или опробование закачкой в него рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью пласта [24].

При освоении скважины следует обеспечить сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне и цементного камня за эксплуатационной колонной, предотвращение деформации эксплуатационной колонны, прорывов пластовых вод, газа, открытых нефтегазоводопроявлений, снижения проницаемости призабойной зоны, загрязнения окружающей среды и других негативных явлений.

Рассмотрим схему, представленную на рис. 9.1.

Скважина заполнена до устья жидкостью глушения. Давление, создаваемое столбом жидкости на забой скважины,

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{гл}} g L_c \cos \alpha + P_y, \quad (9.1)$$

где $P_{\text{заб}}$, P_y – соответственно давление на забое и устье, Па; $\rho_{\text{гл}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м^3 ; L_c – длина скважины, м; α – угол отклонения скважины от вертикали, град.

* Раздел подготовлен с участием аспиранта кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета А.В. Лекомцева.

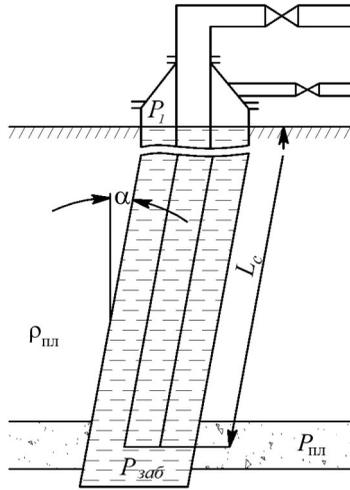


Рис. 9.1. Схема скважины, заглушённой жидкостью глушения

Если забойное давление больше пластового ($P_{\text{пл}}$), то на пласт действует репрессия ΔP_p ,

$$\Delta P_p = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}. \quad (9.2)$$

При проявлении репрессии часть жидкости глушения может поглощаться пластом. Процесс снижения противодавления на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами, при этом возможны последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления, представленные в табл. 9.1.

Физические основы вызова притока и освоения скважины заключаются в исследовании степени и характера изменения противодавления на пласт, что связано с необходимостью проведения ряда гидродинамических расчетов технологических процессов вызова притока и освоения [13].

Таблица 9.1

Фазы вызова притока жидкости из пласта

Фазы вызова притока	Характер поглощения жидкости пластом	Забойное давление
I	Поглощение пластом жидкости глушения возрастает	Возрастает до максимальной величины ($P_{\text{заб. макс}}$)
II	Поглощение пластом жидкости глушения прекращается полностью	Снижается до величины пластового давления ($P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}}$)
III	Поглощение пластом жидкости глушения прекращается полностью. Начинается вызов притока	Снижается ниже величины пластового (создается определенная депрессия ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$; $\Delta P > 0$))

Существуют различные методы и способы вызова притока и освоения скважин, выбор которых зависит от ряда критериев, основные из которых представлены ниже.

9.2. Методы освоения нефтедобывающих скважин

Характеристика методов вызова притока и освоения скважин сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологические и организационные факторы с учетом известных критериев.

Выделяют 3 метода проведения операций по вызову притока жидкости из пласта в скважину, каждый из которых характеризуется основными стадиями (табл. 9.2).

В период времени $t_1 - t_2$ (2-я фаза) объем поглощаемой пластом жидкости снижается. Таким образом, в период времени $0 - t_2$ жидкость глушения поглощается пластом, а объем жидкости, поступившей в пласт $V_{\text{полг}}$, в этот период можно рассчитать, зная коэффициент приемистости $K_{\text{пр}}$, величину $P_{\text{пл}}$ и изменение $P_{\text{заб}}$ во времени, то есть

$$V_{\text{полг}} = f(K_{\text{пр}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}(t), t). \quad (9.3)$$

В период времени $t > t_2$ реализуется 3-я фаза – фаза притока жидкости из пласта за счет создания депрессии ΔP .

Таблица 9.2

Методы и способы вызова притока и освоения скважины

Метод	Характеристика	Способы освоения скважины
Метод облегчения столба жидкости в скважине (см. рис. 9.2, а)	Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки. При промывке скважины в период времени $0 - t_1$ (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает 1-я фаза – фаза роста поглощения пластом жидкости глушения. Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП). Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗП.	Промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями)
		Закачка газообразного агента (газлифт)
		Закачка пенных систем
Метод понижения уровня (см. рис. 9.2, б)	Особенностью является отсутствие 1-й фазы, что делает его предпочтительнее из-за меньшего «загрязнения» ПЗП в период вызова притока.	Таргание желонкой
		Свабирование
		Понижение уровня глубинным насосом
Метод «мгновенной» депрессии (см. рис. 9.2, в)	Особенностью является кратковременность 2-й фазы ($t_1 - t_2$).	Понижение уровня компрессорным способом
		Способ падающей пробки
		Задавка жидкости глушения в пласт

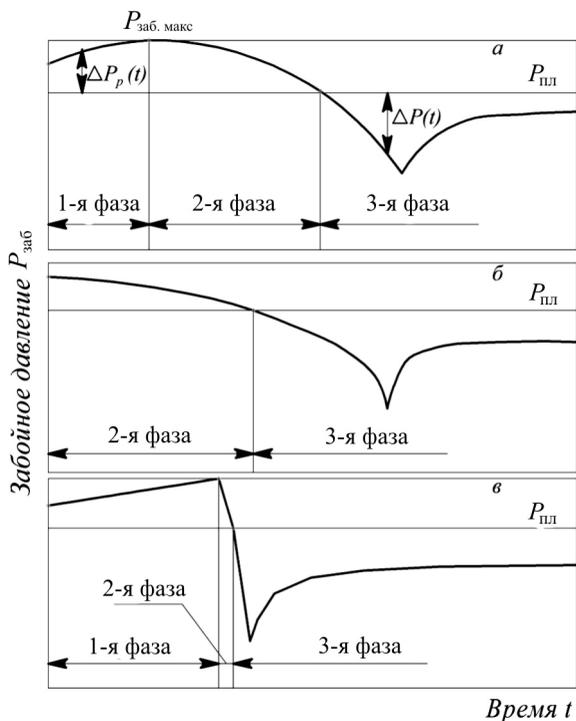


Рис. 9.2. Изменение забойного давления во времени:
а – метод облегчения столба жидкости; *б* – метод понижения
уровня; *в* – метод «мгновенной» депрессии

Ниже рассмотрены некоторые способы освоения и вызова притока.

Тартание – способ вызова притока и освоения желонкой, представляющей собой отрезок толстостенной трубы (как правило, бурильной), в нижней части которой имеется обратный клапан. Спускается в скважину на канате с помощью лебедки. Поскольку объем желонки невелик, то процесс вызова притока тартанием достаточно медленный. Работа проводится при открытом устье, что представляет определенную опасность, особенно при фонтанных проявлениях. Спуск желонки, как правило, осуществляется в обсадную колонну.

Свабирование – способ понижения уровня в скважине, в которую спущена колонна насосно-компрессорных труб (НКТ). Сваб представляет собой трубу небольшого диаметра, на наружной поверхности которой укреплены эластичные уплотнительные манжеты, наружный диаметр которых соизмерим с внутренним диаметром НКТ. В нижней части сваба имеется обратный клапан. Уплотнительные манжеты, имеющие чашеобразную форму, при подъеме сваба распираются за счет давления столба жидкости над свабом, уплотняя зазор между наружным диаметром манжет и внутренним диаметром НКТ. Сваб спускается внутрь НКТ на лебедке, а глубина его погружения под уровень жидкости определяется прочностью каната и мощностью привода лебедки. Свабирование может осуществляться с использованием фонтанной арматуры (т.е. скважина герметизируется и выброс невозможен) со специальным лубрикатором.

Способ падающей пробки – суть его заключается в том, что колонна НКТ в нижней части закрывается специальной пробкой, изготовленной из нефтерастворимого материала. Под действием собственного веса колонна НКТ спускается в скважину до определенной глубины, определяемой из равенства сил сопротивления и собственного веса колонны. При необходимости увеличения глубины спуска колонны НКТ в нее с поверхности заливается определенное количество воды, удерживаемое в НКТ за счет пробки. При спуске колонны до расчетной глубины внутрь НКТ сбрасывается тяжелый предмет, который выбивает пробку. Поскольку столб воды в НКТ существенно меньше столба жидкости глушения в скважине, после падения пробки у башмака НКТ возникает достаточно большой перепад давлений, под действием которого жидкость глушения из скважины перетекает в НКТ, приводя к быстрому снижению забойного давления и вызову притока.

Задавка жидкости глушения в пласт – жидкость глушения задавливается в пласт за счет подключения компрессора, давление которого воздействует на уровень жидкости глушения. Когда расчетный объем жидкости глушения поглощен пластом,

компрессор отключается, и давление в газонаполненной части скважины резко снижается (сравливание давления газа в атмосферу). При этом существенно снижается забойное давление, что приводит к поступлению флюидов из пласта в скважину.

Совершенно очевидно, что каждому из перечисленных способов присущи свои условия рационального применения, а выбор наилучшего зависит от следующих критериев:

1) величина пластового давления:

– с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды $\rho_{пл} = 1000 \text{ кг/м}^3$);

– с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением (АНПД);

– с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

При выборе метода вызова притока скважин, вскрывших залежи с АНПД или АВПД, указанный критерий следует рассматривать как определяющий;

2) проницаемость ПЗП, насыщенной различными флюидами:

– с низкой проницаемостью;

– с хорошей проницаемостью.

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока;

3) механическая прочность коллектора:

– рыхлые, слабосцементированные породы;

– крепкие, хорошосцементированные породы;

4) фильтрационные характеристики призабойной зоны (коэффициенты подвижности и гидропроводности);

5) имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учет вышеприведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

9.3. Оценка эффективности методов освоения нефтяных скважин

Среди современных методов освоения нефтяных скважин все больший интерес представляют методы, основанные на рациональном использовании трудовых, материальных и энергетических ресурсов, с применением нового оборудования. Применение газообразных агентов – наиболее перспективное направление развития методов снижения уровня в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надежность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечить быстрое опорожнение глубоких скважин, регулируемое снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования.

При организации процесса освоения на скважинах нефтяных месторождений Западной Сибири технология на основе использования **азотного воздействия** зарекомендовала себя с положительной стороны. Азотные технологии проводились по двум вариантам. В первом случае закачка азота производилась в затрубное пространство в целях создания более глубокой, плавной и управляемой депрессии, во втором – в трубное пространство посредством НКТ при открытом затрубном пространстве до полного замещения газом полости НКТ, затем при закрытом затрубном пространстве в заданном режиме и в расчетном объеме азотом насыщается пласт, далее производилось освоение, как и в первом случае. Применение азотной технологии привело к сокращению сроков освоения скважин в 3–5 раз, дополнительному приросту углеводородов на 10–20 % за счет дополнительной очистки трещины.

Немаловажно, что производство газообразного азота представляет собой экологически чистый процесс: в качестве сырья используется атмосферный воздух, а конечные продукты (азот и кислород) – неизменные по химическому строению составляющие исходного продукта. Данная технология наиболее эффектив-

на с использованием установки гибкой трубы [20]. В скважинах с ухудшенными свойствами ПЗП после бурения применяется технология **освоения газированной азотом жидкостью (пенной)** для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления, а также для экономии рабочего агента (азота) с целью повышения эффективности проведения процесса вызова притока из пласта.

В настоящее время проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологических процессов освоения скважин с применением **самогенерирующихся пенных систем**. Вспенивание растворов производится газами, выделяющимися при химических и термохимических процессах, происходящих при закачке этих веществ отдельно, непосредственно в скважине. Большое внимание при этом уделяется предупреждению загрязнения окружающей среды. Сжигание поступающего из скважины флюида обеспечивает чистоту вокруг буровой, что особенно важно при строительстве морских скважин.

Используемые по упрощенной схеме технологии создания аэрированных жидкостей (пен) для освоения скважин менее затратны, экономически более эффективны. Среди них выделяются технологические процессы, связанные с использованием азота, природного газа и воздуха. В последнее время освоение скважин при помощи пенных систем приобретает все более актуальный характер на месторождениях Западной Сибири [27].

Сущность метода освоения скважин при помощи аэрированных систем состоит в том, что для вызова притока жидкости из пласта забойное давление уменьшают путем постепенного снижения плотности столба жидкости в скважине при замене ее двухфазной или трехфазной пеной [2]. По результатам экспериментальных данных, полученных в Уфимском государственном нефтяном техническом университете при исследовании многокомпонентных композиций для проведения процесса освоения скважин Ноябрьской группы месторождений в условиях повышенного гидратообразования, были сделаны следующие выводы:

- ◆ пены должны приготавливаться на минерализованной воде;
- ◆ пены должны обладать необходимой (по времени) устойчивостью.

На основе вышеуказанных рекомендаций удалось уменьшить негативное влияние пресного водного раствора на ПЗП, значительно удешевить операцию, исключив или значительно уменьшив применение хлористого калия.

Реализация технологии освоения при помощи газированной жидкости (пен) осуществляется за счет дополнительного оборудования, среди которого применяются струйные аппараты. Данная технология, разработанная в Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р.С. Яремийчука, показала высокую эффективность [14]. Эта технология позволяет оперативно на стадии освоения скважины контролировать по данным кривых восстановления давления фильтрационные свойства пород в ПЗП, включая и отдаленную зону, а также создавать многократные мгновенные депрессии и репрессии. Вызов притока при помощи струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходят смешение и обмен энергией двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называется инжектированным. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

За время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков, и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

Основные элементы струйного аппарата (рис. 9.3) – сопло (рабочая насадка) и приемная камера с диффузором. За счет процессов трения рабочее давление Q_p смешивается с инжектированным потоком Q_u , и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток Q_c . Все струйные аппараты, работающие

при освоении скважины, принадлежат к высоконапорным, у которых соотношение площадей камеры смешивания f_c и рабочей насадки f_p меньше четырех ($f_c/f_p < 4$).

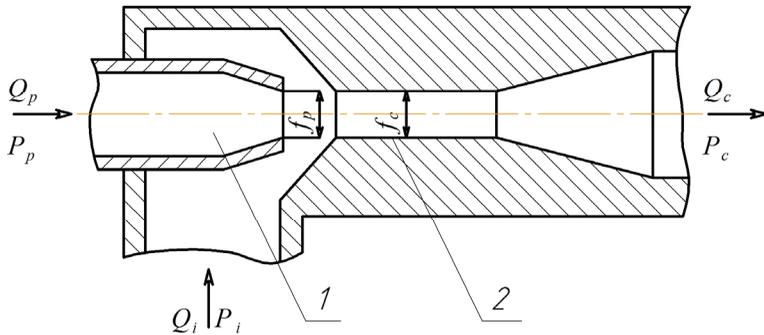


Рис. 9.3. Схема струйного аппарата:
1 – рабочая насадка; 2 – приемная камера с диффузором

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установление в колонне НКТ с пакером. Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. «Всасывающая» линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В процессе расчета режима работы струйного аппарата используем его безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_c} \left(1,75 + 0,7 \frac{\rho_p f_p}{\rho_i f_c} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_i f_c} (1 + U^2) \right), \quad (9.4)$$

где Δp_c – разница давлений смешанного и инжектированного потоков; Δp_p – разница давлений рабочего и инжектированного потоков; f_p, f_i, f_c – площадь соответственно рабочего сопла на выходе потока, камеры инжекции и камеры смешения; ρ_p, ρ_i, ρ_c – плотность соответственно рабочего, инжектированного и смешанного потока; U – коэффициент инжекции.

Соотношение перепадов давлений $\Delta p_c / \Delta p_p$ называют относительным напором струйного аппарата:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_c - p_i}{p_p - p_i}, \quad (9.5)$$

где p_c, p_i, p_p – статическое давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потока.

Коэффициент инжекции определяют из выражения

$$U = \frac{Q_i}{Q_p}. \quad (9.6)$$

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инжекции.

Значение статических давлений рассчитывают по уравнениям:

$$p_p = p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*; \quad (9.7)$$

$$p_p = p_{ж.с} + \Delta p^{**}, \quad (9.8)$$

где $p_{ж.р}, p_{ж.с}$ – давление (гидростатическое) столба рабочей и смешанной жидкости,

$$p_{ж.р} = \rho_p g H; \quad p_{ж.с} = \rho_c g H, \quad (9.9)$$

где p_a – давление в выкидной линии поверхностного насоса; Δp^* , Δp^{**} – потери давления соответственно в колонне труб и в затрубном пространстве; H – глубина размещения струйного аппарата в скважине.

Значение p_i – рассчитывают по ограничениям, которые накладываются горнотехническими требованиями (недопусти-

мость перетока воды из ближайших горизонтов, разрушения породы, давления, возникающего вследствие насыщения нефти газом, и ограничивается прочностью обсадной колонны).

Решая систему уравнений (9.6), (9.8), (9.9), получаем выражение для определения давления в выкидной линии поверхностного насоса, необходимого для того, чтобы достичь заданного снижения давления в камере инжекции:

$$P_a = \frac{P_{ж.с} + \Delta p^{**}}{\Delta p_c / \Delta p_p} - P_{ж.р} + \Delta p^* \frac{P_n \left[1 - \left(\Delta p_c / \Delta p_p \right) \right]}{\Delta p_c / \Delta p_p}. \quad (9.10)$$

Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) как один из этапов освоения скважин успешно решает задачу декольматации перфорационных каналов, призабойной зоны скважины с различными геологическими особенностями коллектора нефтяной залежи без добавления в скважину химических реагентов и вызова притока жидкости в скважину по всей мощности рабочего интервала. Одновременно производится эффективная резонансная накачка энергией продуктивных пластов, что приводит к увеличению их проницаемости. И, как следствие, положительным дебитом за счет снижения обводненности откликаются соседние скважины [25, 26]. Перед применением технологии на месторождениях поздней стадии разработки строится адресная геологическая модель, так как структура текущих запасов нефти на месторождениях после их длительной эксплуатации претерпевает значительные изменения в сторону ухудшения качества остаточных запасов [19]. Проводится тщательный анализ всех материалов по объекту разработки, а также изучаются и анализируются легенды добывающих нагнетательных скважин за весь период эксплуатации. Определяются основные причины падения добычи углеводородов, среди которых:

- ◆ истощение энергии пласта из-за различной подвижности нефти, газа, воды, а также за счет анизотропии параметров пласта;

♦ ухудшение характеристик прискважинных зон, уменьшение общей проницаемости продуктивных пластов, нарушение связи скважин с пластом;

♦ образование непромытых зон и участков повышенной остаточной нефтенасыщенности (целиков нефти).

Технология ПИВ доказала свою эффективность и заявленные возможности на различных месторождениях в России и за рубежом. По техническим характеристикам она безопасна в эксплуатации, экологически безупречна, мобильна, не требует капитальных затрат и лицензирования.

Для деформируемых коллекторов сложнопостроенных залежей специфичны стойкая блокада проницаемости, возникающая вследствие кольматации фильтрационных путей твердой фазой буровых растворов, их сужения или смыкания под воздействием горного давления, и сохранение закрепляющего агента (пропанта) в искусственно созданных, включая и естественные фильтрационные каналы (трещины), в момент создания депрессии. Используемые традиционные способы освоения скважин таким видам осложнений не противодействуют. В качестве основного технологического средства, используемого для декольматации и изменения раскрытости флюидопроводящих каналов при вызове и интенсификации притока, может быть **способ ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия** на вскрытый разрез в циклическом режиме. Установлено следующее: чтобы противодействовать отрицательным воздействиям сужения и смыкания фильтрационных каналов, необходимо создать импульсы гидравлических воздействий в том интервале депрессий, в котором соотношение раскрытости фильтрационных каналов и перепада давлений в системе «скважина – пласт» приближается к оптимальному, а коэффициент продуктивности достигает максимального значения.

Установлено также, что технологические операции, которые имеют целью расширение существующих и формирование новых проницаемых флюидопроводящих путей, должны осуществляться

на этапах освоения, последующих за применением способа ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия.

Схема рациональной последовательности освоения скважин с использованием метода ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия в условиях предполагаемого проявления всех факторов осложнений, перечисленных выше, представлена на рис. 9.4.

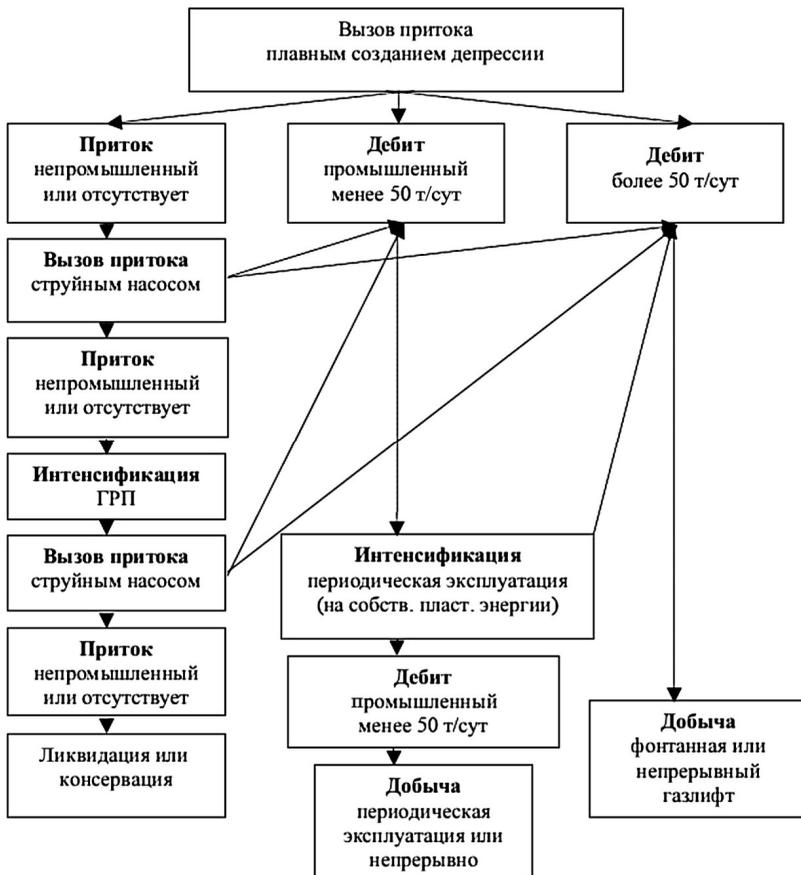


Рис. 9.4. Схема способа ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия освоения скважин

Совместное применение способов и технологий по освоению нефтедобывающих скважин по схеме ступенчатого плавновозрастающего воздействия с учетом конкретных горно-геологических условий и технического состояния нефтепромыслового оборудования позволит повысить эффективность проведения операций по вызову притока из пласта и обеспечит благоприятные условия для дальнейшей эксплуатации.

В результате исследования методов освоения нефтедобывающих скважин и анализа промысловой практики можно выделить основные особенности развития данного технологического процесса:

- ♦ высокая эффективность новых и усовершенствованных технологий с использованием азота обусловлена его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамические условия процессов. Газообразный азот, используемый в нефтяной промышленности, взрывобезопасный, химически малоактивный, нетоксичный;

- ♦ успешность процесса освоения скважин азотом обеспечивается только при условии правильного выбора технологии снижения уровня и при обеспечении условий для фонтанирования;

- ♦ технология освоения скважин газированной азотом жидкостью (пенной) предназначена для вызова притока нефти и газа из пласта и применяется для создания глубоких депрессий на пласт при плавном темпе снижения забойного давления и с целью экономии азота;

- ♦ 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 в зависимости от геолого-технических условий процесса;

- ♦ совершенствование способа освоения с помощью пенных технологий должно осуществляться путем создания более компактных агрегатов для образования пены, условий для быстрого разрушения на поверхности поступающей из скважины пены в целях обеспечения непрерывной циркуляции;

- ♦ применение газообразных веществ и их смесей с жидкостями позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. – СПб., 2005. – 318 с.
2. Амиян В.А., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1972. – 102 с.
3. Ахмадеев Р.Г., Даниюшевский В.С. Химия промысловых и тампонажных жидкостей. – М.: Недра, 1981. – 152.
4. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989. – 228 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 670 с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 2000. – 677 с.
8. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 554 с.
9. Бонетт А., Пафитис Д., Ленд Ш. Миграция газа – взгляд в глубь проблемы // Нефтегазовое обозрение. – 1998. – С. 18–33.
10. Булатов А.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1977.
11. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промысловые и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
12. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 1007 с.

13. Освоение скважин: справочное пособие / А.И. Буталов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук; под ред. Р.С. Яремийчука. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 473 с.
14. Временная инструкция по проведению щелевого вскрытия пласта. – Л.: Изд-во ВНИИОкеангеология, 1983. – 35 с.
15. Гежберг Ю.М. Регулирование траектории и диаметра ствола скважины с помощью радиально-упругих устройств // Обзорная информация. Сер. Бурение / ВНИИОЭНГ. – М., 1987. – 54 с.
16. Строительство и эксплуатация нефтяных скважин с боковыми стволами / Р.М. Гелязов, Н.Х. Габдрахманов, Г.С. Рамазанов, К.Р. Уразаков, М.Д. Валеев. – Уфа, 2001. – 254 с.
17. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М.: Недра, 1978. – 293 с.
18. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
19. Исмагилов Р.Р. Опыт применения струйных аппаратов // Геология нефти и газа. – 1993. – № 1.
20. Кириленко М.В. Обработка ПЗП и вызов притока с закачкой азота в скважину // Инженерная практика. – 2011. – № 1. – С. 84–86.
21. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: учебник / С.Ф. Комлева, Б.С. Измухамбетов, О.Ф. Кондрашев, Н.А. Ногаев; под ред. Ф.А. Агзамова. – Уфа; 2008. – 188 с.
22. Крылов В.И., Крецул В.В. Технологические особенности бурения скважин с большим отходом забоя от вертикали // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ОАО «ВНИОЭНГ». – М., 2005. – № 10. – С. 10–19.
23. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара: Самар. книж. изд-во, 1996. – 411 с.
24. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 2003. – 821 с.

25. Молчанов А.А. Новые технологии интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и повышения нефтеотдачи пластов // Сборник статей Межпарламентской ассамблеи СНГ. – СПб, 1995.

26. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты / А.А. Молчанов, М.К. Рогачев, А.В. Максютин, И.В. Валиуллин // Материалы международной научно-практической конференции. – Казань: ФЭН, 2007.

27. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2.

28. Петров Н.А., Коренько А.В., Типикин С.Н. Конструкции забоев скважин в геолого-технических условиях Ноябрьского региона / ВНИИОЭНГ. – М., 1997. – 68 с.

29. Прострелочно-взрывная аппаратура: справочник / под ред. Л.Я. Фридляндера. – 2 изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 278 с.

30. Салихов Р.Г., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. Применение щелевой гидropескоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов. – СПб.: Недра, 2005. – 180 с.

31. Самигуллин В.Х. [и др.] Бурение горизонтальной разведочной скважины в сложных горно-геологических условиях: тез. докл. III Междунар. симпоз. по бурению скважин в осложненных условиях. Санкт-Петербург, 5–10 июня 1995. – СПб., 1995. – С. 62.

32. Сариуллин М.Н., Белов В.И., Емельянов П.В. Строительство нефтяных скважин в Западной Сибири / ВНИИОЭНГ. – М., 1987. – 57 с.

33. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974. – 465 с.

34. Саркисов Н.М., Савенок Н.Б. Совершенствование технологии забуривания новых стволов из обсаженных скважин // Нефтяное хоз-во. – 1989. – № 6. – С. 34–38.

35. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979.
36. Справочник инженера по бурению: в 2 т. / под ред. В.И. Мишевича и Н.А. Сидорова. – М.: Недра, 1973. – Т. 1. – 520 с.
37. Справочник по капитальному ремонту скважин. – М.: Недра, 1973. – 262 с.
38. Сулейманов М.М., Газарян Г.С., Мангелян Э.Г. Охрана труда в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1980. – 393 с.
39. Фельдман Н.И. Сборка «Stin-Gun» и снаряда Stin-tube // Каротажник: научно-технический вестник. – 2000. – № 67.

Учебное издание

Чернышов Сергей Евгеньевич,
Турбаков Михаил Сергеевич

**КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ И ОСВОЕНИЕ
СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебное пособие

Редактор и корректор *И.Н. Жеганина*

Подписано в печать 7.09.2011. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 14,5. Тираж 100 экз. Заказ № 155/2011.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.