

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МАЙКОПСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра нефтегазового дела и энергетики

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

**Курс лекций
для обучающихся направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Майкоп – 2019

УДК 622.24(07)

ББК 33.13

З - 18

Печатается по решению Научно-технического совета Майкопского государственного технологического университета

Рецензент – доктор технических наук, доцент Меретуков З.А.

Составитель – канд. техн. наук, доцент Меретуков М.А.

Заканчивание скважин. Курс лекций для обучающихся направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»– Майкоп: 2019. - стр.

Методические указания составлены в соответствии с учебным планом и рабочей программой дисциплины «Заканчивание скважин» для направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Меретуков М.А.

МГТУ, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА	8
1.1 Гранулометрический состав пород	8
1.2 Пористость и удельная поверхность	9
1.3 Проницаемость горных пород	10
1.4 Неоднородность коллекторских свойств	11
1.5 Состав и физическое состояние нефти и газов условиях продуктивного пласта	12
1.6 Некоторые свойства газов и нефтей	13
1.7 Пластовые воды	15
1.8 Молекулярно-поверхностные свойства воды, система "жидкость - пористая среда"	16
1.9 Понятие о коэффициенте аномальности, индексе давления поглощения и поровом давлении	20
2 ПОНЯТИЕ О КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ	21
2.1 Виды обсадных колонн	21
2.2 Требования к конструкции скважин	22
2.3 Основные факторы, влияющие на проектирование конструкции скважины	23
2.4 Особенности проектирования конструкций газовых и газоконденсатных скважин	28
2.5 Особенности проектирования конструкции скважин в районах многолетней мерзлоты	29
2.6 Проектирование конструкции скважин	29
3 ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ	35
3.1 Конструкция обсадных труб	35
3.2 Сварные соединения обсадных труб	38
4 ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	40
4.1 Влияние промывочной жидкости на качество вскрытия продуктивного пласта	40

4.2 Зона проникновения.	41
4.3 Влияние вторичного вскрытия на продуктивность пластов	43
5 ПРОЧНОСТЬ ОБСАДНЫХ ТРУБ И ИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ОСЕВОМ РАСТЯЖЕНИИ	46
6 РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ КОЛОНН К РАЗЛИЧНЫМ ВИДАМ НАГРУЗОК	63
6.1 Условия работы обсадных колонн	63
6.2 Расчетные формулы для определения прочности колонн к различным видам нагрузок	65
6.3 Расчет равнопрочной обсадной колонны	71
6.4. Внутреннее давление	72
6.5. Наружное давление.	74
6.6. Избыточное наружное давление в нефтяных скважинах	75
6.7. Избыточное внутреннее давление в нефтяных скважинах	78
7 ПОРЯДОК ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ	81
8 ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН	85
8.1 Наружное и внутреннее давление	85
8.2 Нагрузки от собственного веса и изгиба	86
8.3 Порядок расчета и выбора конструкций обсадных колонн для наклонно направленных скважин	88
9 РАСЧЕТ УСИЛИЯ НАТЯГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ	90
10 ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОЛОНН ДЛЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	95
10.1 Особенности расчета промежуточных колонн для нефтяных скважин	95
10.2. Особенности расчета промежуточных обсадных колонн для газовых скважин	98
11 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН	105
11.1 Подготовительные работы к спуску обсадных труб	109

11.2 Спуск обсадных колонн	113
11.3 Спуск хвостовика	116
11.4 Скорость спуска обсадных колонн	117
12 РАСЧЕТ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН И КОЛОНН, СПУСКАЕМЫХ ЧАСТЯМИ	120
12.1 Промежуточные потайные колонны	120
12.2 Промежуточные колонны, опускаемые частями	122
12.3 Эксплуатационные потайные колонны	122
12.4 Рекомендации по расчету импортных обсадных труб	123
12.5 Допустимое внутреннее давление в обсадной колонне	124
12.6 Особенности расчета обсадных колонн при бурении с плавучих средств	125
13 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТИПОВ. РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ГРУПП ПРОЧНОСТИ (МАРОК) ОБСАДНЫХ ТРУБ	128
13.1 Методика выбора обсадных труб и резьбовых соединений	128
13.2 Выбор обсадных труб по условиям прочности	129
13.3 Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств по условиям герметичности	130
14 ТЕХНОЛОГИЯ РАЗОБЩЕНИЯ ВСКРЫТЫХ БУРЕНИЕМ ПЛАСТОВ	132
14.1 Технология разобщения пластов в скважине	132
14.2 Способы первичного цементирования	133
14.3 Цементирование с созданием в процессе ОЗЦ в заколонном пространстве избыточного давления	136
14.4 Обоснование способа цементирования. Расчет технико-технологических параметров процесса цементирования	137
14.5 Обоснование потребного объема материалов для приготовления тампонажного раствора	138
14.6 Определение времени цементирования	141
14.7 Подготовительные работы к цементированию	148
14.8 Заключительные работы после цементирования	150

15 ИСПЫТАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ. ЗАДАЧИ И СУЩНОСТЬ ОПРОБЫВАНИЯ	153
15.1 Технология процесса опробывания	158
15.2 Интерпретация результатов опробывания	169
15.3 Осложнения и аварии	176
15.4 Испытатели пластов, спускаемых на трубах без опоры на забой	180
15.5 Опробыватели пластов, спускаемые на кабеле	181
15.6 Опробывание пластов в процессе бурения	182
16 ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	184
16.1. Освоение скважин	184
17 РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ	188
17.1 Способы ремонтного цементирования	188
17.2 Методы выявления дефектов в скважине	188
17.3 Цементирование без пакера	191
17.4 Цементирование с извлекаемым пакером	192
17.5 Цементирование с неизвлекаемым пакером	193
17.6 Способы повторного цементирования	194
17.7 Цементирование под давлением	195
17.8 Изоляция зон поглощений	196
17.9 Установка цементных мостов	197
17.10 Ликвидация и консервация скважины	200
18 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ МОРСКОГО БУРЕНИЯ	203
18.1 Техника и технология морского бурения	203
18.2 Типы МБК	210
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	235

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью строительства разведочных и эксплуатационных скважин является выявление нефтегазонасыщенных пластов и, обеспечение притока пластовой жидкости и транспортировка последнего на устье скважины. Весь цикл строительства скважин можно условно подразделить на проводку (бурение) и заканчивание. Под заканчиванием скважины понимают комплекс проводимых работ по вскрытию продуктивных горизонтов, их опробованию и испытанию, а также разобщению нефтенасыщенных пород от выше и нижележащих.

Заканчивание скважин можно разделить на следующие операции:

- вскрытие продуктивных пластов;
- крепление скважины и разобщение пластов;
- освоение скважины;
- опробывание и испытание скважины;
- ремонтно-изоляционные работы;
- ликвидация и консервация скважины.

Под вскрытием продуктивных пластов понимают комплекс работ проводимых в скважине при разбуривании перспективных в отношении нефтегазосодержания горизонтов. Основная задача, которая решается при вскрытии продуктивных пластов - это максимальное сохранение коллекторских свойств пласта. При решении данной задачи необходимы знания физики пласта, химии промывочных и тампонажных растворов, знания механики горных пород и ряда других предметов. Перед вскрытием продуктивных горизонтов инженер-технолог, как правило, решает следующие вопросы - обосновывает выбор конструкции скважины, метода вскрытия, выявляет наиболее оптимальную рецептуру промывочной жидкости и т. д.

Крепление скважин - это наиболее ответственная операция как по технике своего осуществления, так и по значимости. От успешности ее выполнения зависит конечная цель бурения. Она оказывает решающее влияние на долговечность работы скважины, на успешность заканчивания и освоения, на охрану недр и т. д. крепление скважины тесным образом связана с

разобшением продуктивных пластов. Основными задачами крепления скважин является создание надежного канала связи пласт-устье скважины и обеспечение надежной изоляции нефтяных, газовых и водоносных пластов, в том числе и с точки зрения охраны окружающей среды. Для решения этих вопросов необходимо рассмотреть большой комплекс вопросов, связанных с расчетом на прочность обсадных труб и колонн при различном сочетании нагрузок, выбором тампонажных материалов и подбором их рецептур, изучением конкретных гидрогеологических условий, способствующих или препятствующих качественному разобшению пластов, изучением особенностей крепления газовых скважин и т. д. Основной задачей при освоении скважины является обеспечение притока пластового флюида в скважину. Эффективность этого вида работ зависит от правильно выбранной величины репрессии на пласт при бурении скважины и депрессии при освоении свойств жидкости находящейся в скважине и многих других факторов. Метод вызова притока выбирают исходя из геологических и технологических условий эксплуатации залежа с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины.

В последнее время большое значение в цикле строительства скважин на нефть и газ приобрели работы, связанные с испытаниями пластов. Получение необходимых сведений о пласте позволяет корректировать задачи, решаемые с помощью данной скважины, дать предварительную оценку продуктивным горизонтам, оценить коллекторские свойства пласта и определить прогнозные запасы той или иной залежи.

1 ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА

Каждый продуктивный пласт характеризуется совокупностью величин, по которым можно определить вероятные запасы пластовой жидкости, оценить возможный дебит скважин, выбрать характеристику фильтра, правильно подобрать состав промывочной жидкости, конструкцию скважины и т.д.

1.1. Гранулометрический состав пород

Нефть и газ содержится в порах и трещинах пород - коллекторов. Если порода-коллектор состоит из зерен разной формы, сцементированные между собой (песчаник) или несцементированных (песок), и жидкость (нефть, газ, вода) заполняет поры такой породы, коллектор называют гранулярным. Если же жидкость содержится в основном в трещинах породы, коллектор называют трещинным. В природе встречаются также смешанные или гранулярно-трещинные коллекторы.

Гранулометрическим составом такой породы называют совокупность данных о размере (массе) зерен разной фракции. В состав одной фракции включают все зерна, размер (или масса) которые не выходит за пределы, установленные для данной фракции. Гранулометрическим составом пород в основном определяются все другие физические параметры пласта - пористость, удельная поверхность, проницаемость и т.д.

Гранулометрический состав определяют с помощью ситового и седиментометрического анализа.

Размеры частиц пород колеблются в широком диапазоне (от коллоидных размеров до нескольких сантиметров). Степень неоднородности характеризуется отношением диаметра частиц, на который приходится 60 % общей массы навески к диаметру, на который приходится 10 %.

В случае ситового анализа принимают диаметры отверстий сит. Для большинства нефтяных и газовых пластов степень неоднородности колеблется от 1,1 до 20.

1.2 Пористость и удельная поверхность

Практически все осадочные породы являются пористыми. Поры, соединяясь друг с другом, образуют поровые каналы, которые условно делят на три группы:

- сверхкапиллярные $\geq 0,5$ мм;
- капиллярные $0,2 \div 0,5$ мм;
- субкапиллярные $< 0,2$ мм.

Структуру порового пространства принято характеризовать:

- абсолютной пористостью - отношение суммарного объема пор к видимому образу пор;
- к открытой пористости - отношение суммарного объема пор, сообщающихся друг с другом к видимому объему пор. Коэффициент открытой пористости определяют методом взвешивания воздушного сухого образца и этого же образца насыщенного над вакуумом керосином.

Суммарная поверхность всех поровых каналов содержащихся в единице объема образца породы, называют удельной поверхностью. Величина удельной поверхности зависит от формы и гранулометрического состава породы. Чем больше удельная поверхность, тем больший объем жидкости физически удерживается на ней в виде пленок.

Величину удельной поверхности можно определить по следующим зависимости:

$$S_{уд} = \frac{6(1 - K_{пор})}{d_q} \quad (1.1)$$

Поскольку реальные зерна имеют не сферическую форму и далеко не одинаковые размеры, поэтому удельную поверхность вычисляют как сумму удельных поверхностей всех фракций гранулометрического состава:

$$S_{уд} = \frac{6 \cdot K_q \cdot (1 - K_{пор})}{M_i} \cdot \sum \frac{M_i}{d_i} \quad (1.2)$$

где: K_q - поправочный коэффициент; $K = 1,2 \div 1,4$;

M_i - масса данной фракции частиц;

d_i - средний диаметр i - ой фракции частиц:

$$\frac{1}{d_i} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{d'_i} + \frac{1}{d''_i} \right) \quad (1.3)$$

d'_i, d''_i - ближайшие стандартные размеры отверстий сит.

1.3 Проницаемость горных пород

Способность пород продуктивных пластов пропускать жидкость называют проницаемостью. Проницаемость характеризуется абсолютной проницаемостью - проницаемостью пористой среды при фильтрации через нее какой либо жидкости, химически инертной к породе. В качестве такой жидкости используют сухой воздух или газ.

Для количественной оценки проницаемости обычно используют закон Дарси:

$$K = \frac{\eta \cdot l \cdot Q}{(P_1 - P_2) \cdot F} \quad (1.4)$$

где: Q - объемный расход фильтрации;

F - площадь фильтрации;

P_1, P_2 - давление перед и после образца;

η - динамическая вязкость жидкости;

l - длина образца.

Поскольку газ является сжимаемой жидкостью его объемный расход будет непостоянен по длине образца, поэтому объемный расход газа приводит к среднему давлению в образце. Полагают, что газ расширяется изотермически в соответствии с законом Бойля-Мариота. Отсюда проницаемость по газу определяется из выражения:

$$K_0 = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \eta_g \cdot l}{(P_1^2 - P_2^2) \cdot F} \quad (1.5)$$

Размерность проницаемости - m^2 за единицу проницаемости в $1m^2$ принимают проницаемость такой пористой среды, через образец которой длиной $1m$ и площадью поперечного сечения $1m^2$ при перепаде давлений $1Pa$ ежесекундно профильтровывается $1m^3$ жидкости с вязкостью $1Pa \cdot c$. На

практике пользуется единицей дарси: $1Д = 1,02 \text{ мкм}^2, 10^{-12} \text{ м}^2$.

В продуктивных пластах всегда содержится две или три фазы. Проницаемость для любой из фаз при фильтрации двух или трехфазной жидкости меньше ее абсолютной проницаемости.

Под фазовой проницаемостью понимают проницаемость для данной жидкости при наличии в порах многофазной системы.

Относительная проницаемость - отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Фазовая и относительная проницаемость для различные фаз зависит от

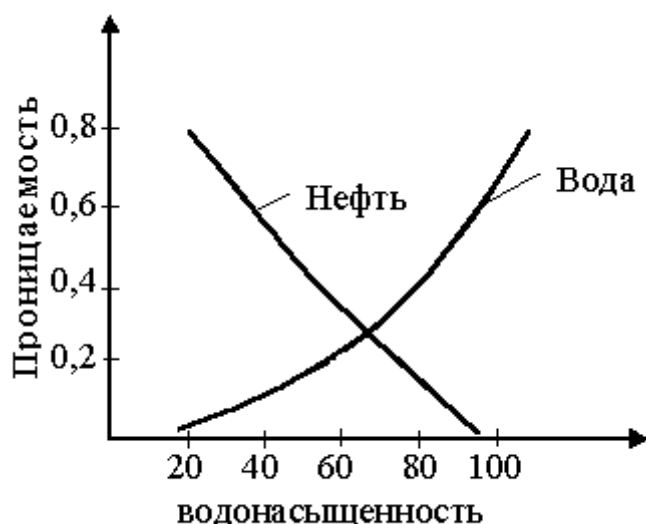


Рис. 1.1.

воды, нефте- и газонасыщенности порового пространства. Так, например, если часть пор занята водой, то проницаемость для нефти или газа будет уменьшаться с увеличением содержания воды. При содержании воды меньше 20 % она физически удерживается в тонких и тупиковых порах. Так как часть объема пор занята неподвижной

водой, то фильтрация нефти возможна лишь в свободной от воды части сечения поровых каналов; поэтому относительная проницаемость для нефти при такой водонасыщенности не превышает 80 %, а для воды практически равна нулю. При водонасыщенности 80 % проницаемость для нефти падает практически до нуля. Это означает, что нефть, содержащаяся в порах такой породы, прочно удерживается капиллярными силами.

1.4 Неоднородность коллекторских свойств

К коллекторским свойствам горных пород относят обычно их пористость и проницаемость. Коллекторские свойства реальных коллекторов неоднородны. Неоднородность является следствием разнообразия условий осадконакопления, уплотнения и цементации пород, переотложением солей или выщелачивания в

процессе миграции пластовых жидкостей тектонических движений земной коры и других факторов. Как правило, в сводовой части структуры проницаемость коллектора значительно выше, чем на периферии.

Довольно часто мощность проницаемой части продуктивного пласта существенно изменяется по площади структуры на отдельных участках возможно выклинивание проницаемых зон, замещение их непроницаемыми породами.

Одной из причин неоднородности коллекторских свойств может быть наличие трещин, каверн, микрокарстовых пустот и т.д.

Коллекторские свойства пород изменяются с увеличением глубины залегания пласта. Так как с глубиной горное давление возрастает, увеличивается уплотненность пород, уменьшаются, как правило, размеры поровых каналов в гранулярных коллекторах и количество крупных поровых каналов; соответственно уменьшается проницаемость. Вместе с тем довольно часто встречаются трещинные и порово-трещинные коллекторы.

1.5 Состав и физическое состояние нефти и газа в условиях продуктивного пласта

Нефть и природный газ состоит из смеси различных углеводородов. В них также присутствует часто азот, углекислота, сероводород, редкие газы и другие компоненты. В зависимости от состава и пластовых условий углеводороды могут находиться в залежи в различных физических состояниях - газообразном, жидком, в виде газожидкостной смеси, либо твердом. В чисто газовой залежи содержатся в основном метан (до 98 % по объему), этан и пропан. На долю пентана и более тяжелых углеводородов приходится не более 0,2 %. Жидкие углеводороды присутствуют в виде паров.

При высоком пластовом давлении плотность газа приближается к плотности легких углеводородных жидкостей. При этом часть жидких углеводородов растворяется в сжатом газе. Залежи, содержащие подобные смеси углеводородов в газообразном состоянии называются газоконденсатными.

Если в залежи содержится не только большое количество газа, но и

достаточно большое количество нефти, то ее называют нефтегазовой. При большом давлении часть нефти может быть растворена в сжатом газе. Если содержание газа по сравнению с объемом нефти небольшое, а давление сравнительно высокое, газ может быть полностью растворен в нефти и газонефтяная смесь в пласте находится в однофазном (жидком) состоянии. Такую залежь называют нефтяной.

1.6 Некоторые свойства газов и нефтей

Природные газы не подчиняются строго уравнениям состояния идеальных газов. Обычно для расчета состояния природные газы пользуются уравнением Клапейрона, в которое введена поправка, учитывающая отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов.

$$P \cdot V = \beta_c \cdot M \cdot R \cdot T \quad (1.6)$$

где: P - давление,

V - объем газа,

β_c - поправка, называемая коэффициентом сжатия,

M - масса газа,

R - газовая постоянная,

T - температура.

Одной из важных характеристик газа является коэффициент сжатия и относительная плотность газа.

Коэффициент сжатия при нормальных условиях, когда число молекул в единице объема и занимаемый ими объем невелики, приближается к единице. С увеличением давления молекул газа сближается, а силы притяжения будут способствовать их сближению $\beta_c < 1$. Если газ будет сжат настолько, что плотность его приближается к плотности жидкости, межмолекулярные расстояния сокращаются столь значительно, что начинают действовать силы отталкивания, β_c будет расти.

Коэффициент сжимаемости обычно определяют по эмпирическим зависимостям.

Относительная плотность есть отношение массы газа, заключенной в

единице объема при данном давлении и температуре, к массе сухого воздуха в том же объеме при тех же условиях.

$$\rho_{ог} = \rho_{г} / \rho_{в} \quad (1.7)$$

Плотность газа зависит от состава, температуры и давления. Один киломоль любого газа при нормальных условиях занимает объем в 22,4 м³. Если состав газа известен, плотность его при нормальных условиях можно найти по формуле:

$$\rho_{г} = M_{г} / 22,4 \quad (1.8)$$

где: $M_{г}$ - средняя молекулярная масса газа.

Углеводородные и другие газы растворяются в нефти. От количества растворенного в пластовой нефти газа зависят ее важнейшие свойства, в том числе сжимаемость, вязкость, плотность. Чем выше молекулярная масса газа, тем выше его растворимость в нефти. С ростом давления растворимость газов увеличивается, а при давлении 10 МПа количество растворенного газа стабилизируется и в некоторых случаях даже уменьшается. С повышением температуры растворимость углеводородных газов уменьшается.

Упругость нефтей характеризуется коэффициентом сжимаемости, под которым понимают относительное изменение ее объема при увеличении давления на 1 Па:

$$\beta_{н} = - \frac{1}{V_{н}} \cdot \frac{\Delta V_{н}}{\Delta P} \quad (1.9)$$

$\beta_{н}$ (не содержащих растворенного газа) равно $4 \cdot 10^{-10} \div 7 \cdot 10^{-10}$ Па

$\beta_{н}$ (содержащих растворенный газ) равно $140 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, растет с повышением температуры.

Если отобрать пробу нефти при пластовых условиях и снижать давление, из нефти начнет выделяться растворенный газ. То давление, при котором начинается выделение газа называется давлением насыщения. Давление насыщения зависит от состава нефтей, температуры и состава растворенных газов. Чем выше температура или больше содержание азота и метана, тем больше давление насыщения.

С повышением давления плотность нефти, насыщенной

углеводородными газами уменьшается, а азотом или углекислым газом - несколько возрастает. С ростом температуры плотность нефти уменьшается.

Вязкость нефти снижается по мере увеличения температуры, растворенных в ней углеводородных газов и несколько возрастает при повышении давления выше давления насыщения. При растворении азота в нефти вязкость возрастает. Вязкость меняется в широких пределах от многих сотен до десятых долей $\text{мПа} \cdot \text{с}$.

1.7 Пластовые воды

Нефтяные и газовые месторождения всегда содержат воду. Воду подразделяют: на верхние - если она насыщает пласт, залегающий выше продуктивного; нижние - ниже продуктивного; подошвенные или краевые - если заполняют поры коллектора под нефтяной (газовой) залежью и вокруг последней; промежуточные - если насыщают проницаемый пропласток в самом продуктивном пласте.

В собственно нефтяной (газовой) части пласта, всегда также, содержится вода, сохранившаяся со времени образования залежи. Эти воды называют остаточными или реликтивными.

Пластовые воды всегда минерализованы. В них содержатся хлориды, карбонаты, бикарбонаты, углеводородные газы, сероводород и др. Содержание солей в пластовых водах колеблется от нескольких десятков до 300 кг/м^3 . Концентрация солей в остаточных водах обычно выше, чем в подошвенной.

Вода в пористой среде может существовать в виде:

- капиллярно связанной в узких поровых каналах, в которых в большей степени сказывается влияние капиллярных сил;
- адсорбционной, удерживаемой молекулярными силами у поверхности скелета породы и прочно связанной с частицами скелета;
- пленочной, покрывающей гидрофильные участки поверхности скелета породы;
- свободной.

1.8 Молекулярно-поверхностные свойства воды, система "жидкость - пористая среда"

Чтобы детально разобраться с процессами физико-химического взаимодействия дисперсных систем и дисперсной среды рассмотрим более подробно структуры воды.

Молекула воды, как известно, представлена двумя одновалентными ионами водорода и одним двухвалентным ионом кислорода. Молекула воды не является энергетически нейтральной. Это объясняется тем, что атомы водорода примыкают к кислороду с одной и той же стороны, что и вызывает возникновение электрического момента. По другим данным ионы водорода и кислорода в молекуле воды расположены в вершинах равнобедренного треугольника, причем угол у вершины треугольника, занятый ионом кислорода равен 105° .

Дипольность молекул воды обуславливает их способность вступать друг с другом в связь, притягиваясь полюсами противоположного знака. Это приводит к тому, что структура воды имеет как бы рыхлое строение. Ее истинный объем превышает расчетные значения.

Объяснить отсутствие электронейтральности молекулы воды можно и следующим образом. Атом водорода, имеющий одну стабильную орбиту, способен образовывать лишь одну ковалентную связь. Однако, несмотря на это оказывается, что в некоторых случаях атом водорода может принять к себе и тем самым связать между собой два атома. В этом случае возникает уже ионная связь, т.е. связь, в основе которой лежит кулоновское притяжение между разноименно заряженными телами. Такая водородная связь более вероятна чем более электроотрицательные атомы, соединяемые водородом. Ион кислорода имеет высокий отрицательный заряд и поэтому он легко образует водородные связи с ионами водорода. Вследствие этого же молекулы воды могут легко ассоциироваться между собой в комплексы. При этом структура воды изменяется. Ее изменение возможно и у поверхности твердой фазы.

Наличие электрического поля у молекулы воды обуславливает и чрезвычайную ее растворяющую способность, т.к. силы взаимодействия между

заряженными частицами в воде уменьшаются в 81 раз. В результате этого прочность внутри молекулярной связи становится недостаточной и частички под действием броуновского движения переходят в раствор.

Диполи могут притягиваться ионами вследствие взаимного притяжения электрических зарядов, присущих, с одной стороны иону а, с другой - полисам молекул воды. Это явление называется гидратацией ионов и выражается в образовании гидратной оболочки вокруг ионов, состоящей из притянутых ионов молекул воды. Учитывая различный размер ионов, можно заранее предвидеть, что величина этих гидратных оболочек будет у различных ионов разной.

В настоящее время структура твердых тел в основном довольно таки детально изучена. В ее основу положены модели типа жестких шариков, шариков с притяжением и упругих шариков. Как следствие этого существуют количественные теории жидкостей типа идеальных газов, частично жидких металлов и некоторых молекулярных жидкостей. Для ассоциированных жидкостей с водородными связями удовлетворительной теории в настоящее время нет.

В литературе структура электронного облака в основном описывается тетраэдрической моделью, с атомом кислорода в центре и атомами водорода в двух вершинах и двумя отрицательными зарядами, символизирующими уединенные электронные пары в двух других вершинах тетраэдра.

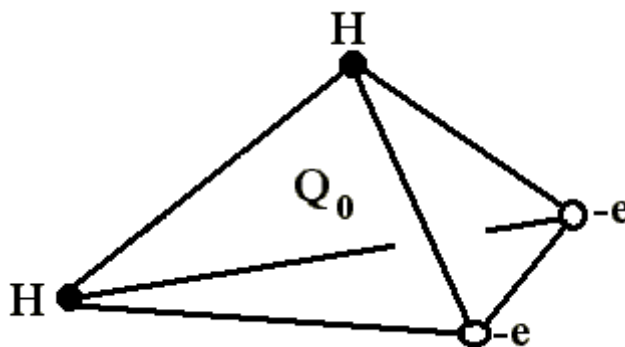


Рис. 1.2.

Поэтому молекула воды может участвовать в четырех водородных связях: в двух за счет протонов и в двух за счет неподеленных пар атома кислорода.

Особенности поведения воды обусловлены и ориентацией ядерных спинов двух протонов. Наиболее распространены следующие структурные модели воды: кластерная, клатратная и континуальная (непрерывная).

В кластерной модели (Ж. Немети, Н. Шерега) модель воды представлена в виде кластеров, т.е. в определенной зоне молекул связаны между собой в другой связи нет. При этом имеется возможность распада кластеров, появление новых.

Клатратная модель (Самойлов С. Я.) предусматривает образование сетки водородных связей между молекулами воды, внутри которой имеются пустоты, заполняемые мономерными молекулами (не имеющими водородных связей).

Континуальная модель (И. Попл) предусматривает отсутствие молекул воды с разорванными водородными связями, образующими кольцевые ассоциаты.

Сложная структура воды обуславливает и ее специфические свойства, а также их зависимости от температуры.

Вот некоторые из них:

	Вода	Лед	Вода/лед
Статистическая диэлектрическая проницаемость	87,74	90	0,975
Плотность	1,00	0,917	1,0905
Показатель преломления	1,3339493	1,3593	1,019
Количество ионов H^+ , моль/л	$3,36 \cdot 10^{-7}$	$1,4 \cdot 10^{-8}$	240
Электропроводность, $Om^{-1} \cdot cm^{-1}$	$12 \cdot 10^{-9}$	$3 \cdot 10^{-9}$	
Коэффициент самодиффузии, см/с	$1,4 \cdot 10^{-5}$	10^{-11}	$1,4 \cdot 10^{-6}$
Вязкость, Па · с	1,79	$10^8 - 10^4$	$10^{-8} - 10^{-1}$
Теплопроводность, Вт/м · К	0,551	2,21	0,241
Теплоемкость, Дж/г · К	4,21	2,05	8,61
Скорость звука, м/с	1404	3080	0,353

Удельная поверхность коллекторов нефти и газа нередко достигает тысяч m^2 . Поэтому между фильтрующейся жидкостью и коллектором существует на границах раздела поверхностное взаимодействие. Это взаимодействие оказывает существенное влияние на фильтрацию.

Важнейшей характеристикой поверхности раздела фаз является поверхностное натяжение. Известно, что поверхностное натяжение на границе жидкость-газ зависит от многих факторов - химического состава жидкости и газа, температуры, давления и др. факторов. С увеличением температуры и давления поверхностное натяжение уменьшается. Сложнее характер изменения поверхностного натяжения на границе нефть-жидкость. Если нефть дегазирована и почти не содержит полярных компонентов, ее поверхностное натяжение на границе с водой практически не зависит от температуры и давления. Если же в нефти содержатся полярные компоненты, растворимые в воде, то с ростом давления и температуры поверхностное натяжение ее на границе с водой может увеличиваться. При наличии растворимых газов зависимость усложняется.

Непосредственно измерить поверхностное натяжение на поверхности твердого тела трудно. В этом случае поверхностное натяжение оценивается косвенно - путем изменения краевого угла смачивания, который также служит и мерой смачивания жидкостью поверхности твердого тела. Поверхность твердого тела смачивается тем лучше, чем меньше разность полярностей между телом и жидкостью. Высокополярные жидкости, т.е. обладающие высоким поверхностным натяжением, смачивают твердую поверхность хуже, чем малополярные. Например, ртуть смачивает лишь некоторые металлы, тогда как менее полярная жидкость - вода смачивает не только металлы, но и многие минералы, а мало полярные масла - все твердые тела.

Величина угла смачивания зависит от многих факторов. Особенно большое влияние на нее оказывают процессы адсорбции. Например, обработкой ПАВ можно значительно увеличить смачиваемость и наоборот уменьшить.

В период вскрытия продуктивного пласта и в период освоения границы раздела фаз не остаются стабильными: при вскрытии - нефть оттесняется от скважины, при освоении наоборот. При таком изменении направления движения меняется и угол смачиваемости.

1.9 Понятие о коэффициенте аномальности, индексе давления поглощения и поровом давлении.

Под коэффициентом аномальности в бурении понимают отношение пластового давления на глубине $z_{пл}$ к давлению столба пресной воды такой же высоты:

$$K_Q = \frac{P_{пл}}{\rho_B \cdot q \cdot z_{пл}} \quad (1.10)$$

Индексом давления поглощения называют отношение давления $P_{п}$ на стенки скважины, при котором возникает поглощение промывочной жидкости, к давлений столба воды высотой от рассматриваемого объекта до устья.

$$K_n = \frac{P_{п}}{\rho_B \cdot q \cdot z_{пл}} \quad (1.11)$$

Модуль градиента пластового давления $\Delta P_{пл}$ и модуль градиента давления поглощения $\Delta P_{п}$ понимают отношение соответствующего давления к глубине залегания рассматриваемого пласта:

$$\Delta P_{пл} = P_{пл} / z_{пл}, \quad \Delta P_{п} = P_{п} / z_{пл} \quad (1.12)$$

2 ПОНЯТИЕ О КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

2.1 Виды обсадных колонн

Процесс проводки скважины, как правило, сопровождается предупреждением, а зачастую и ликвидацией (борьбой) различного рода осложнений - обвалы, осыпи, поглощения, нефтеводогазопроявления и т.д. Поэтому при составлении проекта скважины, в зависимости от геологических условий бурения, особенностей залегания горных пород, их физико-механических свойств, величин пластовых температур и давлений, давлений гидроразрыва пород, назначения и цели бурения, предполагаемого метода заканчивания скважины, способа бурения, способа и техники освоения и эксплуатации скважины, уровня организации техники и технологии бурения, геологической изученности района предусматривается разделение зон (интервалов) обладающих несовместимыми условиями бурения, обсадными колоннами.

Все обсадные колонны по своему назначению именуются следующим образом.

Направление - самая первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважины от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовидными почвами, насыпным песком или имеет другие особенности.

Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и цементируют до устья.

Кондуктор - колонна обсадных труб предназначена для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнений, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения

несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченной глубины, они могут быть следующих видов:

Сплошные - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья независимо от крепления предыдущего интервала.

Хвостовики - для крепления только необсаженного, интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину.

Летучки - специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Эксплуатационная колонна - самая последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа, или, наоборот для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована частично или полностью последняя промежуточная колонна.

Основными параметрами, характеризующими конструкцию скважины, являются количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, высота подъема тампонажного раствора.

2.2 Требования к конструкции скважин

Под надежностью конструкции понимается такое техническое состояние закрепленной части ствола скважины, которое позволяет осуществлять комплекс технологических операций, направленных на успешное преодоление возникших осложнений и дальнейшее углубление скважины. При этом конструкция скважины должна отвечать следующим требованиям:

- использование обсадных колонн оптимального диаметра для перекрытия возникших зон осложнений и достижение проектной глубины скважины;
- предупреждение интенсивного механического износа внутренней части обсадных колонн;
- обеспечение передачи на забой максимума гидравлической мощности для выбора оптимального режима бурения;

- наличие возможности создания значительных по абсолютным величинам избыточных внутренних давлений в закрепленной части ствола скважины для борьбы с возникающими газоводонефтепроявлениями или при ожидаемом вскрытии пластов с АВПД.

- исключение затрубных проявлений и межпластовых перетоков;

- обеспечение прочности конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;

- качественное разобщение всех горизонтов и, в первую очередь газовых пластов, являющихся объектами самостоятельной разработки;

- достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектом разработки горизонта (месторождения);

- применение современных методов испытания, освоения и ремонта скважин.

При достижении указанных требований обеспечиваются наилучшие технико-экономические показатели как процесса бурения, так и последующей эксплуатации скважины.

2.3 Основные факторы, влияющие на проектирование конструкции скважины

Наиболее определяющими факторами, влияющими на конструкцию скважины, являются геологические условия бурения, назначение скважины и способ бурения. Остальные факторы являются субъективными и изменяющимися во времени. Эти факторы позволяют упрощать конструкцию скважины, но не являются определяющими.

Рассмотрим вкратце влияние основных факторов на подбор конструкции скважины.

Геологические условия бурения

Следует учитывать:

- а) характер пород, вскрываемых скважиной (с точки зрения возможных обвалов, осыпей кавернообразования);

- б) наличие зон возможных газо-нефте, и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

- в) проницаемость пород и пластовые (поровые) давления;
- г) температура горных пород по стволу скважины;
- д) углы падения пород и частота чередования их по твердости.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной сразу же после вскрытия всей ее мощности. В противном случае могут образовываться обвалы. Если мощность неустойчивых пород большая, следует разделить ее на ряд интервалов, которые после проходки закрепляются обсадными колоннами.

Зоны с различным характером осложнений (например, проявления и поглощения) также должны быть изолированы друг от друга, если пластовые давления превосходят давления гидроразрыва пород, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигаются противоположными несовместимыми методами. Для предупреждения нефтегазоводопроявлений, осыпей, обвалов требуется вести бурение с применением утяжеленных буровых растворов, а для предупреждения поглощений плотность раствора следует снижать.

Температура горных пород оказывает значительное влияние на физико-механические свойства буровых и тампонажных растворов. Это приводит к необходимости использовать различные несовместимые системы, а следовательно требуется разобщать подобные зоны обсадными колоннами.

Углы падения пород и частота чередования их по твердости при прочих условиях оказывает влияние на угол искривления скважины. Чем больше углы падения пород и чем чаще породы чередуются, тем выше темп набора кривизны. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления были минимальными, кроме того, колебания зенитного и азимутального углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и недопуска обсадной колонной до проектной глубины.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию, скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационной колонны нефтяной скважины практически выбирают в зависимости от того, какой продукт будет добываться из недр, от

дебита скважины, а также возможности производства геофизических, аварийных и ремонтных работ в скважине.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин зависит от давления, при котором будет закачиваться рабочий агент в пласт и от приемистости пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробывания и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, от возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить диаметром долота 140 мм и меньше с последующим спуском 114 мм эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Снижение уровня жидкости в скважине при добыче нефти или снижение давления газа обуславливает возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло бы их смятия. Увеличение диаметра труб снижает их сопротивляемость на смятие. Поэтому для обеспечения длительной работы скважины одним из основных факторов при выборе диаметра эксплуатационной колонны является необходимая прочность на, сминающие и страгивающие усилия, а также и на внутреннее давление.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяют главным образом особенностями продуктивных пластов, наличия пропластковых и подошвенных вод, величиной пластового давления, прочностью давления пород, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.). При нормальных и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак. При пониженных пластовых давлениях, отсутствие пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях, после вскрытия объекта, эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против

продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия расположенные над кровлей этих горизонтов (манжетной цементирования).

В ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов, при наличии в разрезе пластов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) или непрочных пород, скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами. Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчиваются безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов, плотность буровых растворов должна быть по возможности минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытия продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной при этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов весьма устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

Способ бурения. Бурение скважин осуществляется роторным способом, гидравлическими забойными двигателями или электробурами.

Турбинный способ наиболее эффективен, при проводке вертикальных и наклонных скважин с нормальными условиями бурения с использованием неутяжеленных буровых растворов или воды, особенно при разбуривании прочных карбонатных отложений, характерных для районов Урало-Поволжья, а также Западной Сибири.

Роторный способ эффективен для бурения скважин с применением утяжеленных буровых растворов плотностью более $1500 \div 1600 \text{ кг/м}^3$ и высокотемпературных скважин на больших глубинах более 3000 м. Кроме того, этот способ эффективен при бурении долотами менее 214 мм и при проходке пластичных глин гидромониторными долотами.

Электробуром бурят небольшое количество скважин, и область эффективности данного способа достаточно четко не установлена.

Особенностью турбинного способа бурения является снижение его эффективности с ростом глубины скважины, а также резкое снижение

мощности и крутящего момента с уменьшением диаметра турбобура. Для обеспечения достаточной эффективности работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметром $168 \div 190$ мм.

По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Диаметр турбобура, мм	190	168
Конструкции скважины, мм	377×273×146 (168)	351×245×146 (168)

Еще меньшие возможности имеются для выбора конструкций скважин при использовании электробуров. Наименьший диаметр работоспособного электробура равен 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание обсадных колонн 377×299 (273)×146 (168) мм.

Наиболее широк диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют сочетание обоих способов бурения. В этих случаях турбинный способ используется в интервалах, обеспечивающих максимальную его эффективность, и, как правило, на конструкцию скважины он отрицательного влияния, не оказывает.

Основные требования к проектированию конструкции скважины.

При разработке рациональной конструкции глубоких скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из под предыдущей, а также из уменьшения диаметра эксплуатационной колонны.

Величина кольцевого зазора и конфигурация ствола скважины должны быть такими, чтобы обеспечивался беспрепятственный допуск обсадной колонны до заданной проектом глубины, подъем тампонажного раствора до намеченной высоты, а при цементировании создавалась надежная изоляция продуктивных и водонасыщенных горизонтов. При определении величины зазора необходимо предусмотреть максимально возможные выходы обсадных колонн из под башмака предыдущей колонны.

Для скважин с высокими пластовыми давлениями необходимо исходить

из условий предупреждения специфичных осложнений происходящих при бурения и эксплуатации: прорывов газа за эксплуатационной колонной, переходящие иногда в фонтаны; просачивание газа в межколонное пространство через резьбовые соединения труб; перетока нефти и газа из нижележащих горизонтов в вышележащие; образование грифонов и других осложнений.

2.4 Особенности проектирования конструкций газовых и газоконденсатных скважин

В этом случае следует учитывать следующие характерные особенности:

- давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;
- небольшая величина вязкости газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и затрубного пространства.
- интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на незацементированных участках колонны. Требуется учет этих явлений при расчете их на прочность.
- возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки соответствующего противовыбросового оборудования;
- длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требует применения антикоррозионного покрытия и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин могут быть сведены к следующим:

- прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонной и цементного кольца в затрубном пространстве;
- качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов, являющихся объектом самостоятельной разработки с возможностью их отдельной эксплуатации;
- максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

2.5 Особенности проектирования конструкции скважин в районах многолетней мерзлоты

В районах многолетнемерзлых горных породах к конструкции скважин предъявляют дополнительные требования:

- толщина мерзлых пород должна перекрываться полностью;
- глубина спуска кондуктора должна исключать гидравлический разрыв пластов, лежащих выше башмака, при достижении в стволе скважины давления равного пластовому;
- для успешной проводки скважины после перекрытия мерзлых пород и последующей, эксплуатации тепловое воздействие ее на породы с отрицательной температурой необходимо свести к минимуму;
- необходимо оценить величины сминающих нагрузок и проверить прочность конструкции в целом при циклическом растеплении и смерзании многолетнемерзлых пород, вызванных вынужденными остановками эксплуатирующихся скважин.

2.6 Проектирование конструкции скважин

В настоящее время необходимое количество обсадных колонн и глубины их спуска выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. При этом вводится, единый принцип выбора конструкций скважин - совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения. Под совместимостью бурения или, наоборот, под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала вызывают осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производится в следующей последовательности:

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для выбранных интервалов находят значения коэффициента аномальности пластовых (поровых) давлений и индекса давления поглощения слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки значений коэффициента аномальности индекса давления поглощения по которым строят соответствующие (точки 1 - пластовых давлений, 2 - индекса давления поглощения, 3 - коэффициента устойчивости).

4. Параллельно оси ординат проводят линии касательно крайним точкам.

5. Зоны 1 и 2, 5 и частично 6 являются зонами совместимых условий бурения, а 3 и 4, 4 и 5 несовместимыми по условиям бурения.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

6. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

7. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям.

Для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом промывочной жидкости, должно на $10 \div 15 \%$ превышать пластовое, а для скважин глубиной более 1200 м превышение должно составлять $5 - 10 \%$. Отклонения от установленной величины плотности промывочной жидкости для ее значений до $1,45 \text{ г/см}^3$ не допускается больше чем на $0,02 \text{ г/см}^3$, а для более высокой плотности - не более $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$.

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора - требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении на очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески

обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включение в конструкцию скважины резервной промежуточной колонны.

В этом случае бурение скважины производят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в ее спуске отпала, то продолжают углубление ствола под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

Интервалы цементирования колонны определяются в соответствии с едиными правилами ведения буровых работ 7, согласно которым кондуктора, промежуточные и эксплуатационные колонны в газовых и разведочных скважинах, а также промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000 м должны быть зацементированы по всей длине. Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах разрешается ограничивать участком от башмака до сечения, расположенного не менее чем на 100 м выше нижнего конца предыдущей обсадной колонны. Промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной менее 3000 м цементируются участком длиной не менее 500 м от башмака (с учетом геологических условий). Такое же ограничение интервала цементирования допускается для промежуточных и эксплуатационных колонн в газовых и разведочных скважинах, если приняты эффективные меры для обеспечения герметичности резьбовых соединений труб.

Диаметры обсадных колонн и диаметры долот для бурения под них определяют снизу вверх по формулам:

$$D_{di} = D_{ki}^M + 2 \cdot a_i \quad (2.1)$$

$$D_{i-1}^K = D_{di} + 2 \quad (2.2)$$

где: a_i - зазор между колонной и стенкой ствола скважины.

Величина a_i зависит от диаметра колонны, устойчивости пород и интервала выхода данной колонны из башмака предыдущей. Для колонн диаметром 114 - 168 мм a_i принимается равным 5 - 15 мм, колонн диаметром

178 - 255 = 15 - 25 мм, колоны диаметром 273 - 351 мм - 25 - 40 мм и колонн большего диаметра 40 - 50 мм. В наклонных скважинах зазор должен быть несколько больше. Если участок ствола скважины представлен недостаточно устойчивыми породами, породами склонными к выпучиванию, величину зазора между долотом и внутренней поверхностью обсадной колонны также необходимо увеличивать. Величину выбирают с учетом возможного неблагоприятного сочетания овальности труб и допусков на диаметры труб и долот. Обычно принимают равным 5-15 мм.

Конструкцию скважины рекомендуется представить в виде схемы. Проектную конструкцию скважины сравнить с применяемой на данной площади.

Проектирование конструкции скважины производится с обоснования метода вскрытия продуктивных пластов, затем определяют число обсадных колонн, их размеры, диаметры долот, интервалы цементирования.

Число обсадных колонн определяется количеством интервалов, несовместимых по условиям бурения. Число интервалов, несовместимых по условиям бурения, определяется по совмещенному графику изменения коэффициентов аномальности пластовых давлений (K_a), индексов давлений поглощения (K_n) и устойчивости породы с глубиной 1, 2, 3.

При отсутствии данных о давлениях поглощения для прогнозирования значений K_n можно пользоваться 4, 5, 6:

- для проницаемых пород:

$$K_n = K_a + \frac{\mu}{1-\mu} \cdot (K_r - K_a) \quad (2.3)$$

$$K_n = \frac{(3\mu + 1)}{2(1-\mu) \cdot (2-\mu)} \cdot K_r + \frac{4(1-\mu) + \mu}{2 - (2-\mu)} \cdot K_a \quad (2.4)$$

$$K_n = \frac{2\mu}{(1-\mu)} \cdot K_r + \frac{1-3\cdot\mu}{1-\mu} \cdot K_a \quad (2.5)$$

- для глинистых пород:

$$K_n = K_{an} + \frac{2 \cdot \mu}{1-\mu} \cdot (K_r - K_{an}) \quad (2.6)$$

- для непроницаемых пород:

$$K_{\Pi} = \frac{\mu \cdot (3\mu + 1)}{2(1 - \mu)} \cdot K_{\Gamma} + \frac{2 \cdot (1 - \mu) + \mu}{2} \cdot K_a \quad (2.7)$$

- для трещиноватых пород:

$$K_{\Pi} = K_a + \frac{2 \cdot \mu}{1 - \mu} \cdot (K_{\Gamma} - K_a) \quad (2.8)$$

где: μ - коэффициент Пуассона. З

Ориентировочно для пластичных глин $\mu = 0,38 \div 0,48$; плотных глин - $0,25 \div 0,35$; глинистых сланцев - $0,10 \div 0,20$; известняков - $0,28 \div 0,33$; плотных песчаников - $0,20 \div 0,35$; песчаника крупнокристаллического - $0,30 \div 0,35$; среднекристаллического - $0,30 \div 0,33$; мелкокристаллического - $0,23 \div 0,28$; глинистых песчаников и алевролитов - $0,20 \div 0,30$; песчаноглинистых сланцев - $0,25 \div 0,35$; песчаников и алевролитов с карбонатным цементом - $0,25 \div 0,27$; каменной соли - $0,35 \div 0,45$; ангидритов - $0,30 \div 0,40$; аргиллитов - $0,10 \div 0,25$; лессовидных отложений - $0,05 \div 0,20$.

K_a - коэффициент аномальности пластового давления;

$$K_a = \frac{P_{\Pi}}{\rho_{\text{в}} \cdot q \cdot z_{\Pi}} \quad (2.9)$$

где: P_{Π} - пластовое давление, Па;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность пресной воды ($\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$);

z_{Π} - глубина залегания пласта, м;

K_{Γ} - индекс геостатического давления, Па;

$$K_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\rho_{\text{в}} \cdot q \cdot z_{\Pi}} \quad (2.10)$$

P_{Γ} - геостатическое давление, Па;

$$P_{\Gamma} = \sum_{i=1}^N [(1 - \Pi_i) \cdot \rho_{\text{ск}_i} + \Pi \cdot \rho_{\text{ж}}] \cdot h_i \cdot g = \rho_{\text{гп}} \cdot q \cdot z_{\Pi} \quad (2.11)$$

Π_i - пористость породы, доли единицы;

$\rho_{\text{ск}}$ - плотность скелета данной породы, кг/м^3 ;

Порода (пески, песчаники, алевролиты, глины) $\rho_{\text{ск}}$, кг/м^3 $2640 \div 2680$; $2600 \div 2880$; $2650 \div 2730$; $2620 \div 2750$.

Порода (глинистые сланцы, мергели, известняки) $\rho_{ск}$, кг/м³; 2800 ÷ 3000;
2670 ÷ 2730; 2700 ÷ 2740; (доломиты, ангидриты) $\rho_{ск}$ 2750 ÷ 2880; 2300 ÷ 2400.

h_i - толщина слоя той же породы, м;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости в порах породы, кг/м³;

q - ускорение свободного падения, м/с²;

$\rho_{гп}$ - объемная плотность вышележащих пород, кг/м³;

$K_{ап}$ - коэффициент аномальности порового давления;

$$K_{ап} = \frac{P_{пор}}{\rho_{в} \cdot q \cdot z_{пл}} \quad (2.12)$$

$P_{пор}$ - поровое давление, (Па).

Для пластичных хомогенных пород $K_{ап} \approx K_{г}$; для закарстованных, крупнотрещиноватых пород $K_{ап} = K_{а}$. Если принять $K_{г} = 2,5$ и $\mu = 0,25$, то $K_{ап} = 0,83 \div 0,66$. Индекс давления устойчивости породы:

$$K_y = \frac{P_{уст}}{\rho_{в} \cdot q \cdot z_{пл}} \quad (2.13)$$

Для неустойчивых глинистых пород:

$$K_y = K_{ап} - \frac{P_{деп}}{\rho_{в} \cdot q \cdot z_{пл}} \quad (2.14)$$

$P_{уст}$ - давление относительной устойчивости породы, Па;

$P_{деп}$ - ожидаемая депрессия на пласт при бурении, Па.

3 ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

3.1 Конструкция обсадных труб

Для крепления скважин применяют специальные обсадные трубы. Используют преимущественно цельнокатаные трубы, изготавливаемые по ГОСТ 632-80. Направления и кондуктора иногда составляют из сварных стальных труб. Они имеют вид длинного полого круглого цилиндра, на концах которого нарезана наружная коническая резьба. Соединяются между собой муфтой. Обсадные трубы изготавливают бесшовными с $D = 114 \div 508$ мм и различными толщинами стенок. Толщина стенки трубы увеличивают за счет уменьшения внутреннего диаметра.

Реально трубы всегда отличаются по форме от идеального круглого цилиндра. Поперечное сечение слегка овально, толщина стенки не всегда постоянна не только по длине, но и в поперечном сечении. В связи с этим установлены допуски. Так для обычных обсадных труб с диаметром не более 219 мм и муфт к ним отклонения по наружному диаметру не должно превышать 1 %, для труб большего диаметра 1,25 %, отклонения по толщине стенки должно быть не более минус 12,5 %, по массе отдельной трубы не более +9 % или - 6 %.

Овальность - отношение разности наибольшего и наименьшего наружных диаметров поперечного сечения трубы и их полусумма не должна превышать 80 % допускаемых отклонений по наружному диаметру; для труб до 219 мм $1 \leq$ 1,6. Для труб > 219 мм. $1 \leq 2$.

Обсадные трубы изготавливают из углеродистых и легированных сталей, в которых содержание серы и фосфора не должно превышать 0,045 % каждого, а содержание мышьяка - не более 0,15 %. Обсадные трубы в зависимости от предела прочности стали выпускают следующих типов (марок) - Д, К, Е, Л, Р, Т.

Трубы и муфты к ним, как правило, должны изготавливать из стали одинаковой группы прочности. Допускается, однако, изготавливать муфты к трубам диаметром до 245 мм при толщине стенки не более 10 мм, а также по

всем трубам большого диаметра из стали последующей группы прочности, например, к трубам из стали группы прочности К, муфты из стали группы Е. Трубы групп прочности К и выше должны обрабатываться; в стандарте, однако, не указаны виды термообработки.

Согласно ГОСТ 632-80 все обсадные трубы диаметром 219 мм и менее и 50 % труб большего диаметра после навинчивания и закрепления муфт должны на заводе подвергаться испытанию гидравлическим давлением - опрессовка. Продолжительность опрессовки - не менее 10 с. Давление опрессовки рассчитывают так, чтобы эквивалентное напряжение на внутренней поверхности составляло в трубах с наружным диаметром 219 мм не менее 80 %, а в трубах большего диаметра - 60 % от предела текучести материала; при этом предполагают, что диаметр и толщина стенки труб соответствует номинальным значениям. Трубы, при испытании которых обнаружена течь или потение в стенке, не разрешается отгружать потребителю. Если обнаружена течь в резьбовом соединении, соединение должно быть забраковано, а на трубе нарезана новая резьба. После нарезки резьбы обязательно проводится повторная опрессовка.

Обсадные трубы должны быть прямыми. Если между концами трубы туго натянуть нить, стрела прогиба на расстоянии одной трети длины трубы от каждого из ее концов не должна превышать 1,3 мм на каждый метр длины этого участка: посередине трубы прогиб не должен превышать $1/2000$ ее длины.

Заводы отгружают обсадные трубы потребителям партиями. Каждая партия снабжается сертификатами, в которых удостоверяется качество труб и соответствие их требованиям стандарта.

Резьбы обсадных труб изготавливаются в соответствие с ГОСТ 632-80 - коническая, треугольного, профиля. Конусность резьбы, т.е. отношение разности диаметров ее в двух поперечных сечениях к расстоянию между последними, равна $2 \cdot \operatorname{tg} V = 1/16$. Коническая резьба позволяет путем натяга при свинчивании достичь несколько большей герметичности по сравнению с цилиндрической резьбой при одинаковой точности изготовления. Большая часть обсадных труб, изготовленных по ГОСТ 632-80, имеет соединения с нормальной длиной резьбы. На трубах диаметром 127 и 140 мм с толщиной

стенки 7 мм длина резьбы несколько короче нормальной. Стандарт предусматривает также изготовление труб диаметром от 114 до 245 мм включительно и муфт к ним с удлиненной резьбой. Увеличение длины резьбы составляет от 13% для труб диаметром 114 мм до 40 % для труб диаметром 245 мм.

Указанному типу резьб присуще два недостатка. Во-первых, прочность такого муфтового соединения составляет от 55 до 70 % прочности по телу ненарезанного участка трубы; наиболее слабым является сечение по основной плоскости. Во-вторых, недостаточно высока герметичность их. Поэтому, трубы с такими соединениями целесообразно использовать, прежде всего, в нижних участках обсадных колонн, где прочность на растяжение не является серьезным лимитирующим фактором, а избыточное внутреннее давление сравнительно невелико.

Прочность соединений можно существенно повысить, если треугольный профиль резьбы с большим углом при вершине заменить трапецеидальным с малыми углами наклона боковых граней. В последние годы применяются трубы, на которых нарезана трапецеидальная резьба с конусностью $2 \cdot \operatorname{tg} V = 1/16$. Посадка резьбы осуществляется по внутреннему и наружному ее диаметрам. Трубы с такими соединениями имеют шифр ОТТМ-1 (обсадные трубы с трапецеидальной резьбой, с муфтами). Прочность на растяжение на 25 ÷ 50 % выше, чем соединений с резьбой треугольного профиля.

Трубы с муфтовыми соединениями повышенной герметичности имеют шифр ОТТГ-1. Они снабжены резьбой такого же профиля, что и трубы ОТТМ-1, но отличаются от последних, во-первых, наличием уплотнительных поверхностей - наружной у ниппельного конца трубы и внутренней - в серединной части муфты: во-вторых, тем, что резьбовое соединение закрепляется до упора торца трубы в срединный выступ муфты. При таком закреплении соединения создается посадка по уплотнительным коническим поверхностям и по внутреннему и наружному диаметрам резьбы, точно фиксируется заданный диаметральный натяг (0,5 мм), устраняется зазор между соединяемыми деталями, чем достигается более высокая герметичность.

Отклонения по конусности гладких уплотнительных поверхностей трубы и муфты на длине 14 мм не должны превышать $\pm 0,03$ мм.

Существуют безмуфтовые соединения труб с утолщенными концами и труб с постоянной по длине толщиной стенок. Трубы с утолщенными концами разработаны в двух вариантах. У трубы ТБО-4 (трубы безмуфтовые обсадные) утолщенные оба конца; на одном из концов нарезана наружная, а на другом - внутренняя коническая трапецеидальная резьба. В трубах ТБО-5 утолщен только один конец, на котором нарезана внутренняя резьба; на другом, неутолщенном конце имеется наружная резьба. Профиль и размеры трапецеидальных резьб на трубах ТБО такие же, как и на трубах ОТТМ-1.

На концах труб ТБО так же, как и на трубах ОТТГ-1 имеются гладкие конические уплотнительные поверхности. Соединения закрепляются до упора торцов. Трубы ТБО и ОТТГ-1 можно соединять друг с другом без дополнительных переводников.

Безмуфтовые трубы ОГ-1 м с постоянной по длине толщиной стенок снабжены на одном конце наружной, а на другом внутренней конической резьбой трапецеидального профиля. Конусность 1/12.

Резьбовое соединение закрепляется до упора торцов. Посадка резьбы происходит по внутреннему диаметру ее; кроме того, для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка по срезанным вершинам профиля на участке от начала сбег резьбы на ниппельном конце трубы до упорного уступа. Характерной особенностью обсадных колонн, составленных из труб ОГ-1 м, является постоянство наружного диаметра по всей длине.

3.2 Сварные соединения обсадных труб

Одним из наиболее эффективных способов повышения герметичности является сварка соединений обсадных труб. Применяется несколько типов сварных соединений: раструбное, встык, двухраструбное, муфтовое, ниппель раструбное, двухраструбное с центрирующим кольцом. Прочность при растяжении раструбного и муфтового сварных соединений примерно равна, а двухраструбного - несколько выше прочности стандартного резьбового

соединения. Прочность стыкосварного соединения близка (а в ряде случаев - даже равна) к прочности тела трубы. Существенным недостатком стыкосварного и в меньшей степени - двухраструбного соединений является образование грата на внутренней поверхности труб вследствие затекания расплавленного металла при сварке и вызванное этим заметное уменьшение внутреннего диаметра обсадной колонны. Трубы сваривают непосредственно над устьем скважины при помощи автоматов и полуавтоматов для электродуговой сварки. Применяется как сварка в защитной среде, так и без защитной среды. Имеется опыт контактной сварки. Контактная сварка осуществляется путем нагрева концов труб до пластичного состояния и осевого сдавливания их по торцам. Прочность образующегося шва равна прочности тела трубы. У этого способа имеются следующие недостатки - при сдавливании концов труб на внутренней поверхности образуется грат; установки для контактной сварки более громоздки, чем для дуговой.

4 ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Конечной целью бурения скважины является получение нефти и газа. Получение этих продуктов в большей степени связано с коллекторскими свойствами пластов. В процессе бурения и цементировании скважин вследствие наличия перепада давления скважина - пласт в поры пласта будет проникать буровой и тампонажный раствор, их фильтрат, твердая фаза и т.д. это приведет к изменению коллекторских свойств пласта и в конечном итоге снижению производительности скважин. Неправильно выбранные параметры промывочных жидкостей могут даже привести к отрицательному результату, т.е. отсутствию притока.

Кроме того, от геологического разреза, вида пласта и других факторов зависит конструкция скважины. От правильно выбранной конструкции скважины, технологии прохождения (вскрытия) пласта также зависят эксплуатационные свойства пласта.

4.1. Влияние промывочной жидкости на качество вскрытия продуктивного пласта

Основной характеристикой промывочной жидкости является плотность раствора. Плотность промывочной жидкости при бурении обычно принимают с учетом неравенства $K_a \leq \rho \leq K_n$.

Техническими правилами рекомендуется принимать для скважины глубиной до 1200 м $\rho/K_a = 1,1 \div 1,15$, для более глубоких скважин $\rho/K_a = 1,05$. В практике же строительства эти соотношения не выдерживаются, а значения ρ/K_a достигают $1,15 \div 1,3$. Вследствие этого в скважине всегда существует перепад давления между скважиной и пластом. Под влиянием дифференциального давления в продуктивные пласты может проникать сам буровой раствор, твердая фаза, а также фильтрат промывочной жидкости.

Проникновение в пласт промывочной жидкости и ее фильтрата ведет к изменению структуры порового пространства и проницаемости приствольной зоны. Сначала, когда вместе с фильтратом в поры пласта проникают

тонкодисперсные и глинистые фазы раствора, формируются зона проникновения, зона кольтмации и глинистая корка.

Глинистая корка образуется при осаждении глинистых и взвешенных частиц из раствора на стенке скважины. Формирование ее начинается сразу же после вскрытия проницаемого пласта бурением. Скорость нарастания корки зависит от скорости циркуляции и параметров глинистого раствора.

Вместе с фильтратом в пласт поступают твердые и коллоидные частицы глинистого раствора, в результате чего образуется зона кольтмации. Это тот участок вокруг скважины, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы. Размеры этой зоны зависят, в основном, от соотношения гранулометрического состава дисперсной фазы промывочной жидкости и структуры порового пространства, а также и от перепада давления и продолжительности воздействия. В гранулярных коллекторах, если диаметр пор меньше утроенного диаметра частиц, частицы откладываются на глинистой корке, если диаметр пор больше утроенного диаметра частиц и меньше $10 \cdot d_{\text{ч}}$, частицы проникают неглубоко, закрывают поры и создают фильтрационную корку, в самой породе глубина проникновения составляет 10 - 20 мм. Если же диаметр пор больше $10 \cdot d_{\text{ч}}$, то частицы проникают на достаточно большую глубину - до нескольких метров. В трещиноватых коллекторах твердая фаза промывочной жидкости может проникать на очень большое расстояние - до нескольких десятков метров. В результате частичного отфильтровывания дисперсионной среды на поверхности трещит образуются фильтрационные корки. Таким образом, трещины оказываются заполненными застудневшей промывочной едкостью и фильтрационной коркой.

4.2. Зона проникновения

В водоносные пласты проникновение фильтрата происходит под действием динамических сил - перепады давления. В нефтегазоносных пластах участвуют еще и капиллярные силы. Под действием этих сил пластовый флюид в прискважинной части пласта замещается на фильтрат раствора. Участок от

точки внедрения вытесняющей жидкости до резкого изменения водонасыщения получил название - зона проникновения.

Влияние фильтрата на коллекторские свойства пластов носит сложный характер. Во-первых, проникая в пласт, фильтрат увлажняет породу, а также способствует увеличению ее гидрофильности. Это приводит к увеличению толщины гидратных оболочек, и естественно к снижению эффективного сечения порового пространства. Повышение водонасыщенности способствует уменьшению фазовой проницаемости.

Во-вторых, присутствие в составе слагающих пласт пород, как правило, присутствует глинистая фаза. Воздействие фильтрата на последнюю вызывает ее набухание, что также ведет к уменьшению размеров пор.

В третьих, проникая в продуктивный пласт фильтрат, оттесняет пластовый флюид. Кроме того, вследствие меньшей вязкости фильтрата по сравнению с нефтью, фильтрат в порах может двигаться быстрее. В результате возможно образование смеси водного фильтрата и нефти. При движении же эмульсии в пористой среде возникают значительно большие, гидравлические сопротивления, нежели при движении однородной жидкости.

В четвертых, в фильтрате содержатся различные химические вещества, которые при взаимодействии с породой могут образовывать либо хорошо растворимые, либо плохо растворимые соединения. Очевидно, что при этом структура порового пространства меняется.

Снижение проницаемости коллектора под воздействием фильтрата, как правило меньше, чем в результате коагуляции частицами твердой фазы. Однако глубина проникновения фильтрата в пласт, во много раз больше толщины зоны коагуляции. Наиболее интенсивно фильтрат проникает в пласт в период бурения и промывки скважины. После прекращения промывки скорость проникновения уменьшается.

Кроме перепада давления и капиллярных сил на проникновение фильтрата в пласт оказывают влияние и осмотические силы. Последние возникают на контакте двух растворов с разной минерализацией, разделенных полупроницаемой перегородкой. Они тем выше, чем больше разность концентраций. В скважине роль полупроницаемой перегородки выполняет

фильтрационная корка. Высокое осмотическое давление возникает в случае разбухания продуктивного пласта, содержащего минерализованную воду, с использованием промывочной жидкости на пресной воде.

4.3 Влияние вторичного вскрытия на продуктивность пластов

Вторичное вскрытие предназначается для осуществления связи скважины с пластом после цементирования обсадной колонны. Осуществляется с помощью метода перфорации разработки и применяются кумулятивная перфорация, пулевая, гидropескоструйная, сверлящими керноотборниками. Применяется и беспробойная перфорация. Суть ее заключается в размещении против проницаемого объекта обсадных труб с предварительно просверленными перфорационными отверстиями, которые на время спуска колонны заглушены, например: магниевыми заглушками, или из другого материала, который при воздействии определенной жидкости расплавляется и отверстия вскрываются.

К технологи: вторичного вскрытия предъявляются повышенные требования, в особенности к перфорационным средам (п. с.). Последняя не должна загрязнять призабойную зону пласта и корродировать обсадные трубы. При этом должна увеличиваться гидрофобность поверхности поровых каналов, а ее поверхностное натяжение на границе с нефтью должно быть минимальным. Фильтрат П.С. должен обладать ингибирующими свойствами к породе.

Гидрофобизация гидрофильных участков порового пространства (особенно пород сложенных глинистыми материалами) способствует предотвращению взаимодействия этих участков с фильтратом, образованию адсорбционных пленок, набуханию частичек породы. Снижение межфазового натяжения на границе П.С. - нефть способствует процессу деэмульгирования, фильтрат диспергируется на мелкие капли, легче вытесняются нефтью из призабойной зоны.

При выборе П.С. помимо названных требований следует учитывать и необходимость способствовать сохранению и увеличению проницаемости пород в зоне перфорации.

В последние годы в качестве перфорационных сред используются водные растворы хлористого натрия, хлористого кальция не содержащие твердой фазы. Их недостаток - высокое межфазное натяжение на границе раздела сред. Для его понижения в состав раствора СибНИИНГ рекомендует вводить ПАВ в частности сульфонол. Сульфонол - термостойкий ионогенный ПАВ способствует гидрофобизации глинистых пород, понижает набухаемость глинистых частиц. Не ионогенные ПАВ, например, ОП-10, также снижает набухаемость глин, но в меньшей мере. Кроме того, не ионогенные ПАВ не термостойки.

Для большей его химической активности предлагается в раствор с ПАВ вводить незначительное количество фосфорной кислоты ($\approx 2,5\%$). Это способствует очистке призабойной зоны пласта от окислов металлов, увеличивает проницаемость пород, не вызывает коррозии металла обсадных труб и цементного камня. Данному составу раствора была присвоена марка КПС-1.

Результатами исследований авторами было показано, что поверхностное натяжение на границе с керосином уменьшается в 4,5 раза в сравнении с поверхностным натяжением на границе водный раствор хлористого натрия - керосин.

Данный раствор не воздействует на полиэтиленовую оболочку кабеля, скорость коррозии стальных пластин меньше на $58 \div 60\%$, алюминиевых - на $55 \div 77\%$, не способствует выделению окислов железа.

Установлено его воздействие на карбонатные породы. Коэффициент восстановления проницаемости увеличивается на 32% .

Технология использования КПС-1 следующая. Готовится заданный состав ПС из расчета заполнения колонны на 100 - 150 м выше интервала перфорации и закачивается в качестве порции продавочной жидкости на пробку при цементировании эксплуатационной колонны. В период перфорации кислотный состав находится в скважине против продуктивного пласта и к моменту

перфорации твердые частицы загрязнений, находящиеся в скважине частично растворяются, частично оседают на забой. Таким образом, перфорация производится в химически активной жидкости, не содержащей твердых частиц, что исключает дополнительное загрязнение пласта. Об этом свидетельствуют и данные промысловых испытаний. Продуктивность возросла в 1,5 раза.

В развитие этих работ этими же сотрудниками разработана перфорационная среда КПС-2, представляющая собой гликоль - 7,0 %, соляная кислота (20 % концентрации), 10 %, фосфорная кислота 15 %. По своим свойствам она несколько уступает КПС-1 по сравнению с соляными более эффективна. Применяется перед перфорацией, путем закачивания в НКТ.

Сравнение методов перфорации (кумулятивного, гидropескоструйного - щелевого и сверлящим керноотборником) практически на однотипной перфорационной среде - раствором на основе хлоридов натрия. Освоение осуществлялось промывкой на нефть и снижением уровня, компрессированием.

Установлено, что скважины, вскрытые гидropескоструйной перфорацией перевести на устойчивое фонтанирование не удастся.

Переведены на ЭЦН, при этом из-за большой величины депрессии произошли прорывы газа.

В скважинах вскрытых сверлящим керноотборником прорыва газа не наблюдалось. Дебит в этих скважинах на 36 % выше, по сравнению с опытными.

5 ПРОЧНОСТЬ ОБСАДНЫХ ТРУБ И ИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ОСЕВОМ РАСТЯЖЕНИИ

По телу трубы:

При воздействии растягивающих сил в теле трубы возникают растягивающие напряжения. При этом силы, при которых напряжения достигнут предела текучести материала, можно определить по следующей формуле:

$$P_T = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D) \cdot \sigma_T \quad (5.1)$$

По сварному соединению:

$$P_T = K_{св} \cdot \pi \cdot d_{ш} \cdot \delta \cdot \sigma_T \quad (5.2)$$

где: $d_{ш}$ - средний диаметр сварного шва;

$K_{св}$ - поправочный коэффициент, зависит от вида сварного соединения, для муфтосварного и раструбного соединения $K_{св} = 0,7$, для стыкосварного $K_{св} = 0,9$, для контактного сварного соединения $K_{св} = 1,0$;

δ - номинальная толщина стенки трубы.

В муфтовом соединении треугольного профиля:

При выводе формул для определения максимальной растягивающей нагрузки сделаны следующие допущения:

- 1) Труба и муфта представляют собой круглые цилиндры с постоянной толщиной стенки.
- 2) Осевая нагрузка равномерно распределена по всем виткам.
- 3) Муфта абсолютно жесткая.
- 4) Осевая сила полностью передается по поверхности сечения в зоне первого витка полного профиля.

Для решения указанного вопроса рассмотрим муфтовое соединение свинченное с упругим натягом.

В рассматриваемом сечении выделим мысленно один виток и обозначим N - силу реакции нормальную к опорной поверхности, T - силу трения на той же опорной поверхности. Полная реакция будет отклонена от реакции нормального давления на угол трения φ .

Разложим силу R на радиальную составляющую R_r

$$R_r = R \cdot \cos(\alpha + \varphi) \quad (5.3)$$

и продольную, осевую составляющую

$$R'_0 = R \cdot \sin(\alpha + \varphi) = R_r \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi) \quad (5.4)$$

α - угол наклона грани витка к оси резьбы.

Очевидно, такие же силы будут действовать и на опорную поверхность "вс". Поскольку площади этих поверхностей равны, то $R'_0 = R''_0$.

Если такое затянутое соединение нагружать осевой силой P , то сила нормального давления на опорную поверхность "ав" будет, возрастать, на поверхность "вс" уменьшаться.

Поскольку было принято, что осевая сила равномерно распределена по всем виткам, то условие равновесия выделенного витка можно записать:

$$(R'_0 + y) - (R''_0 - y) = P/n_v = 0, \quad (5.5)$$

где: n_v - число витков, находящихся в зацеплении

y - величина изменения реакции равнодействующей сил, приложенных к одной поверхности, на ось резьбы.

Отсюда:

$$y = \frac{P}{2 \cdot n_v} \quad (5.6)$$

Радиальная составляющая равнодействующей сил приложенных к опорной поверхности "ав":

$$R_r = \rho_1 \cdot f \quad (5.7)$$

где: ρ_1 - радиальное давление;

f - площадь опорной поверхности.

Проекция сил, приложенных к опорным поверхностям:

$$R'_0 + y = R_r \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi) = \rho_1 \cdot f \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi). \quad (5.8)$$

Отсюда радиальное давление на поверхности "ав":

$$\rho_1 = \frac{R'_0 + y}{f \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)} = \frac{R_0}{f \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)} + \frac{P}{2 \cdot n_v \cdot f \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}. \quad (5.9)$$

$$\text{Примем } \frac{R'_0}{f \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)} = \frac{R'_0 \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{f} = P_0.$$

Имеем:

$$P_1 = P_0 + \frac{P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2 \cdot n_b \cdot f} \quad (5.10)$$

Аналогично радиальное давление на поверхность "вс":

$$P_2 = P_0 - \frac{P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2 \cdot n_b \cdot f} \quad (5.11)$$

Из последнего уравнения видно, что при некотором значении осевой нагрузки P давление P_z на поверхности витка может обратиться в нуль.

Если $P_z > 0$, то при увеличении силы P радиальное давление на поверхность "ав" будет возрастать, во столько же раз будет уменьшаться радиальное давление на поверхности "ва". Среднее же значение радиального давления на поверхность всего витка будет оставаться неизменным и равным P_0 .

Нарезанный конец находится в сложно - напряженном состоянии, испытывая осевые силы P и радиальное давление. Радиальное давление прерывисто: оно резко меняется при переходе от одной грани витка к другой.

Для упрощения принято: поверхность резьбы заменить поверхностью гладкого цилиндра, наружный диаметр которого равен среднему диаметру резьбы, внутренний - внутреннему диаметру трубы, а длина равна проекции длины резьбы с витками полного профиля на ось резьбы.

На поверхность такого цилиндра действует равномерное давление, величину которого можно определить из условного равенства суммы сил радиальных давлений, действующих на поверхность резьбы и на поверхность цилиндра:

$$P_* \cdot \pi \cdot D_{cp} \cdot l = P_0 \cdot F \quad (5.12)$$

где: $F = 2 \cdot f \cdot n_b$ - суммарная поверхность витков.

Под действием этого давления в цилиндре возникают нормальные напряжения, величину которых можно определить по формуле Лямэ:

$$\sigma_{\tau z} = \frac{P_b \cdot d^2 - P_h \cdot d_h^2}{d_h^2 - d^2} \pm \frac{(P_b - P_h) \cdot d^2 \cdot d_h^2}{d_c^2 \cdot (d_h^2 - d^2)} \quad (5.13)$$

где: P_b и P_h - внутреннее и наружное давления;

d_i - диаметр рассматриваемой точки сечения.

Полагая, что $P_B = 0$, $P_H = P_X$, $d_i = d$, $d_H = d_{cp}$,

имеем:

$$\sigma_\tau = -\frac{2 \cdot P_* \cdot d_{cp}^2}{d_{cp}^2 - d^2} \quad (5.14)$$

В поперечных сечениях под действием силы P возникают также и нормальные растягивающие напряжения σ_z . При переходе от цельного тела трубы к нарезанному участку величина этих напряжений несколько уменьшается. Для упрощения расчетов будем пренебрегать этим уменьшением и считать, что на сечение трубы сила передается полностью, т.е.

$$\sigma_z = \frac{4 \cdot P}{\pi(d_{cp}^2 - d^2)} \quad (5.15)$$

Согласно третьей теории прочности наибольшее касательное напряжение, равное полуразности наибольшего и наименьшего главных напряжений, не должно превышать предела текучести материала:

$$\tau_{\max} = \frac{\sigma_z - \sigma_\tau}{2} \leq \frac{\sigma_\tau}{2} \quad (5.16)$$

Поскольку толщина стенки обсадных труб во много раз меньше диаметра то можно принять, что $d_{cp} + d \approx 2 \cdot d_{cp}$.

Учитывая это и подставляя в выражение (5) значения σ_τ и σ_z из формул (е) и (ж) получаем значение осевой силы, при котором напряжения достигают предела текучести:

$$\begin{aligned} \frac{4 \cdot P}{2 \cdot \pi \cdot (d_{cp} - d) \cdot (d_{cp} + d)} + \frac{2 \cdot P_* \cdot d_{cp}^2}{2 \cdot (d_{cp} - d) \cdot (d_{cp} + d)} &= \frac{\sigma_\tau}{2}; \\ \frac{2 \cdot P}{\pi \cdot \delta_c \cdot 2 \cdot d_{cp}} &= \frac{\sigma_n}{2} - \frac{P_* \cdot d_{cp}}{2 \cdot \delta_c}; \\ P_{ср} &= \pi \cdot \delta_c \cdot d_{cp} \cdot \left(\sigma_\tau - \frac{P_* \cdot d_{cp}}{2 \cdot \delta_c} \right) \end{aligned} \quad (5.17)$$

где: $\delta_c = \frac{(d_c - d)}{2}$ - средняя толщина стенки цилиндра.

Рассмотрим случай когда $P_2 = 0$. Это возможно когда $P = P_0$, т.е.

$$0 = P_0 - \frac{P_0 \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2 \cdot f \cdot n_B}.$$

$$P_0 = \frac{2 \cdot P_0 \cdot f \cdot n_B}{\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)} = \frac{P_0 \cdot F}{\operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)} \quad (5.18)$$

Пока сила $P < P_0$ она разгружает поверхность "вс" витка от силы давления, возникающей при навинчивании муфты, и как бы перекладывает эту силу на поверхность "ав". При этом среднее давление на поверхность всего витка остается неизменным. Но как только сила P превзойдет величину P_0 поверхность "вс" не будет больше разгружаться и разности сил $P - P_0$ будут восприниматься только поверхностью "ав". Поэтому при $P > P_0$ величина радиального давления на поверхность "ав" будет равна:

$$P_1 = P_0 + \frac{P_0 \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{2 \cdot f \cdot n_B} + \frac{(P - P_0) \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{f \cdot n_B}.$$

Подставляя значения P_0 имеем:

$$P_1 = \frac{P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{f \cdot n_B} \quad (5.19)$$

Так как $P_2 = 0$, то среднее радиальное давление по всей поверхности витка:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1 + P_2}{2} = \frac{P}{2 \cdot f \cdot n_B} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) = \frac{P}{F} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \quad (5.20)$$

Таким образом, при $P > P_0$ среднее давление с увеличением силы растет прямо пропорционально и не остается неизменным как было в первом случае.

Проведем аналогичные допущения, т.е. заменим сложную поверхность на цилиндрическую.

Так как при $P > P_0$ радиальное давление на поверхность "вс" равно 0, то сумма радиального давления на поверхность резьбы:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_1}{2} \cdot F /$$

Поэтому условие равенства давлений суммы радиальных давлений на поверхность цилиндра и поверхность резьбы запишется в виде:

$$\begin{aligned}
P_* \cdot \pi \cdot d_{cp} \cdot l &= P_1 \cdot \frac{F}{2}; \\
P_1 &= \frac{2 \cdot P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{F}; \\
P_* \cdot \pi \cdot d_{cp} \cdot l &= \frac{2 \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \cdot F}{2 \cdot F}; \\
P_* &= \frac{P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{\pi \cdot d_{cp} \cdot l}
\end{aligned} \tag{5.21}$$

Подставив теперь в формулу третьей теории прочности:

$$\tau = \frac{\sigma_z - \sigma_\tau}{2} \leq \frac{\sigma_\tau}{2}, \tag{5.22}$$

значения σ_τ и σ_z с учетом $P_* = \frac{P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{\pi \cdot d_{cp} \cdot l_z}$ имеем:

$$\sigma_\tau = -\frac{2 \cdot P_* \cdot d_{cp}^2}{d_{cp}^2 - d^2} = -\frac{2 \cdot P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \cdot d_{cp}^2}{(d_{cp}^2 - d^2) \cdot \pi \cdot d_{cp} \cdot l}; \tag{5.23}$$

$$\sigma_z = \frac{4 \cdot P}{\pi \cdot (d_{cp}^2 - d^2)}; \tag{5.24}$$

$$\frac{4 \cdot P}{\pi \cdot (d_{cp}^2 - d^2)} + \frac{2 \cdot P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \cdot d_{cp}}{\pi \cdot (d_{cp}^2 - d^2) \cdot l} = \sigma_\tau.$$

Учитывая $d_{cp} + d = 2 \cdot d_{cp}$ и $d_{cp} = d = 2 \cdot \delta_c$, имеем:

$$\frac{4 \cdot P}{\pi \cdot 2 \cdot d_{cp} \cdot 2 \cdot \delta_c} + \frac{2 \cdot P \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \cdot d_{cp}}{\pi \cdot 2 \cdot d_{cp} \cdot 2 \cdot \delta_c \cdot l} = \sigma_\tau;$$

$$P_\pi = \frac{\sigma_\tau \cdot \pi \cdot \delta_c \cdot d_{cp}}{1 + \frac{d_c}{2 \cdot l} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}. \tag{5.25}$$

Данная формула впервые была получена Ф. И. Яковлевым и получила название его имени.

Практика показала, что обрыв происходит обычно в сечении первого витка с полным профилем, поэтому в эту формулу вместо средней толщины стенки трубы подставляют толщину стенки по впадине резьбы. Величина P_π характеризует ту осевую силу, именуемую страгивающей, при которой в зоне

первого витка резьбы с полным профилем напряжения в теле трубы становятся равными пределу текучести.

Поскольку при выводе сделано ряд допущений, то эта формула является приближенной. Считают, что расчетное напряжение по этой формуле несколько занижено против действительного. Чтобы сблизить расчетное с фактическим завышают значения угла трения φ до 18° . Действительный угол трения для стачиваемых поверхностей равен $3 \div 9^\circ$

Кроме того, формула Яковлева справедлива, когда осевая сила $P > P_0$. Если $P < P_0$ величина страгивающей силы, вычисленной по этой формуле, будет также меньше фактической.

Задача о величине страгивающей нагрузки в более точной постановке с учетом некоторой неравномерности распределения осевой силы по виткам резьбы и реальной жесткости муфты решена Д. Ю. Мочернюком и имеет вид:

$$P_m = \frac{\pi \cdot d_{cp} \cdot \delta_c \cdot \sigma_T}{1 + \frac{d_{cd}^2 \cdot (1 - \mu) \cdot (1 - C) \cdot K_T}{2 \cdot d_{cp} \cdot l} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)} \quad (5.26)$$

где: d_{cd} - средний диаметр трубы в основной плоскости;

d_{cp} - средний диаметр резьбы в том же сечении;

δ_c - средняя толщина стенки трубы;

μ - коэффициент Пуассона;

$K_T = 0,8 - 0,9$ - коэффициент, равный отношению предела пропорциональности при растяжении к пределу пропорциональности при сжатии;

C - безразмерный коэффициент:

$$C = \frac{d_{cm} \cdot \delta_c}{\lambda \cdot d_{cd} \cdot \delta_m}; \quad (5.27)$$

d_{cm} - средний диаметр муфты в основной плоскости;

δ_m - толщина стенки муфты.

Если положить, что $d_{cd} = d_{cp}$, $l = 0$ т.е. принять, что муфта абсолютно жесткая, и $\mu = 0$, т.е. считать, что поперечное сужение материала при действии осевой силы P отсутствует, получим формулу Яковлева.

Величину страгивающей нагрузки можно получить и по формуле П. П. Шумилова:

$$P_{ш} = \frac{\pi \cdot \delta_c \cdot d_{cp} \cdot \sigma_T}{1 + K_{ш} \cdot \frac{d_{cp}}{2 \cdot l} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (5.28)$$

где: $K_{ш} = \frac{\delta_c}{\delta_c + \delta}$ - коэффициент, учитывающий, что осевая сила частично

передается муфте через витки неполного профиля и, потому, на сечение трубы, совпадающей с основной плоскостью действует лишь часть этой силы.

Величина, найденная по формуле Шумилова лежит между значениями, вычисленными по формулам Яковлева и Мочернюка.

В зарубежной практике муфтовые соединения с резьбой треугольного профиля рассчитывают по нагрузке, разрушающей соединения или вызывающей обрыв трубы в сечении основной плоскости.

$$P_{раз} = \frac{\pi \cdot d_1 \cdot \delta_1 \cdot \sigma_1}{0,4 + 0,65 \cdot \frac{(d_1 - \delta_1) \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}{l}}, \quad (5.29)$$

где: d_1 - средний диаметр трубы в сечении посередине нарезанного конца;

δ_1 - средняя толщина стенки трубы в том же сечении.

Результаты расчетов по этой формуле обычно несколько ниже опытных данных, но в отдельных случаях превышают опытные значения на 3-10 %.

В соединении с трапецевидной резьбой

При расчете соединений с резьбой трапецеидального профиля определяют силу, при которой возможен обрыв трубы:

$$P_{раз} = \pi \cdot (d + \delta_b) \cdot \delta_b \cdot \sigma_b \quad (5.30)$$

так и силу, при которой возможен вырыв трубы из муфты:

$$P_{\text{выр}} = \pi \cdot \delta_c \cdot \left(\sigma_T \cdot d_{\text{сд}} + \frac{\Delta C \cdot E_1}{\mu_1} + \frac{2 \cdot E_1 \cdot h_2}{\mu_1 - K} \right), \quad (5.31)$$

где: σ_T - временное сопротивление материала при растяжении;

δ_c - толщина стенки по впадине первого витка полного профиля;

$\Delta C = \Delta m + \Delta t$ - общий диаметральный натяг соединения;

$\Delta m + \Delta t$ - диаметральный деформация соответственно муфты и трубы от натяга;

E_1 - модуль упругости материала в пластической области;

$\mu = 0,5$ - коэффициент Пуассона для пластической области:

$$K = \frac{d_{\text{сд}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi + \beta)}{2 \cdot l}; \quad (5.32)$$

β - наименьший угол наклона профиля витка к линии перпендикулярной к оси резьбы $\beta = 3^\circ$.

Сопротивляемость обсадных труб избыточному гидравлическому давлению

Прочность трубы. Под влиянием избыточного гидравлического давления труба может быть разрушена. Во избежание возникновения опасных для ее прочности напряжений эквивалентное напряжение на внутренней поверхности трубы согласно теории наибольших касательных напряжений не должно превышать предел текучести материала.

$$\sigma_{\text{экр}} = \sigma_r - \sigma_z \leq \sigma_T.$$

Подставив значения $\sigma_{r,z}$ из формулы Лямэ, найдем то избыточное давление, при котором соблюдается равенство:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_B - P_H \\ P_H - P_B \end{array} \right\} = \frac{\sigma_T \cdot (d_H^2 - d^2)}{2 \cdot d_H^2}. \quad (5.33)$$

Если положить, что $d_H + d = 2 \cdot d_H$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_B - P_H \\ P_H - P_B \end{array} \right\} = P_{\delta} = 2 \cdot K_{\text{ст}} \cdot \sigma_T \quad (5.34)$$

где: $K_{\text{ст}} = \frac{\delta}{d_H}$ - коэффициент стечности трубы.

Формула Барлоу обычно используется для определения прочности обсадных труб на разрыв от избыточного внутреннего давления. Поскольку стандарт допускает уменьшение толщины стенки до 12,54, то расчетная формула будет следующей:

$$P_{\text{вм}} = (P_{\text{в}} - P_{\text{н}})_{\text{кр}} = 0,875 \cdot 2 \cdot K_{\text{ст}} \cdot \sigma_{\text{т}}. \quad (5.35)$$

Устойчивость формы. Если труба тонкостенная, форма поперечного сечения ее может измениться под влиянием избыточного наружного гидравлического давления даже в том случае, если эквивалентное напряжение на внутренней поверхности меньше предела текучести. Известно, что критическое избыточное давление, при котором круглая равностенная труба теряет устойчивость, можно найти по формуле Леви:

$$P_{\text{л}} = \frac{2 \cdot E \cdot K_{\text{ст}}^2}{1 - \mu^2}. \quad (5.36)$$

Приравнявая $P_{\text{л}} = P_{\text{б}}$ можно найти граничное значение коэффициента стенности разделяющее области применимости этих формул:

$$K_{\text{гр}} = \sqrt{\frac{\sigma_{\text{т}} \cdot (1 - \mu^2)}{E}}. \quad (5.37)$$

Прочность обсадных труб при совместном действии осевой силы и равномерного бокового давления

Решение задачи, когда на обсадную трубу совместно действует и осевая сила, и боковое давление имеет несколько вариантов.

При рассматриваемой схеме нагружения в теле возникает сложное напряженное состояние. Можно воспользоваться одной из теорий прочности, найти эквивалентное напряжение, и, приравняв его пределу текучести, решить полученное уравнение относительно предельного давления.

В наибольшей степени для этого подходит энергетическая теория прочности. Согласно этой теории моменту перехода из упругого состояния в пластическое соответствует равенство между удельной потенциальной энергии формоизменения при сложном нагружении и одноименной энергией при простом растяжении. Условие прочности при этом записывается:

$$(\sigma_{\text{т}} - \sigma_{\text{z}})^2 + (\sigma_{\text{т}} - \sigma_{\text{z}})^2 + (\sigma_{\text{z}} - \sigma_{\text{т}})^2 \leq 2 \cdot \sigma_{\text{т}}^2. \quad (5.38)$$

Из формулы Лямэ следует, что при $P_B = 0 \cdot \sigma_\tau = 0$. Подставив $\sigma_z = 0$ и решив его относительно σ_τ найдем наименьшее значение последнего:

$$\sigma_\tau = \sqrt{\sigma_\tau^2 - \frac{3}{4} \cdot \sigma_z^2 - \frac{\sigma_z}{2}}. \quad (5.39)$$

Если в эту формулу вместо σ_τ подставить его значение, полученное из формулы Лямэ, получим следующее выражение для определения предельного наружного гидравлического давления при одновременном приложении осевой силы для круглых равностенных труб:

$$P_{\text{пред}} = \frac{d_H^2 - d_B^2}{2 \cdot d_H^2} \cdot \sigma_\tau \cdot \left[\sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_z}{\sigma_\tau} \right)^2} - \frac{\sigma_z}{2 \cdot \sigma_\tau} \right]. \quad (5.40)$$

Если положить здесь $d_H + d = 2 \cdot d_H$ и $d_H - d = 2 \cdot \delta$, а также $P_6 = 2 \cdot K_{\text{ст}} \cdot \sigma_\tau$ получим окончательно:

$$P_{\text{пред}} = K^\circ \cdot P_6,$$

где:

$$K^\circ = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_z}{\sigma_\tau} \right)^2} - \frac{\sigma_z}{2 \cdot \sigma_\tau}.$$

Имеется ряд аналогичных формул, это А. А. Гайворонского, Л. Ю. Измайлова.

Т. Е. Еременко предложил эмпирическую формулу:

$$P_{\text{пред}} = (1 - K_E \cdot P) \cdot P_c, \quad (5.41)$$

где: K_E - эмпирический коэффициент, определенный автором для обсадных труб с наружным диаметром 146 и 168 мм групп прочности Д и К,

P - осевая растягивающая сила.

Расчет эксплуатационной колонны на смятие. Методы расчета

При расчете обсадных колонн на смятие необходимо чтобы выполнялось условие:

$$P_H - P_B \leq [P]_H,$$

где: $[P]_H$ - допустимое избыточное наружное давление, при котором напряжения в теле трубы не будут превышать предела текучести:

$$[P_n] = \frac{P_c}{K_{cm}}; \quad (5.42)$$

P_c - избыточное наружное давление, рассчитанное по формуле Саркисова, при котором напряжения в теле трубы равны пределу текучести,

K_{cm} - коэффициент запаса прочности на смятие, принимается равным 1

Для интервала, расположенного против эксплуатационного объекта, представленного неустойчивыми породами K_{cm} принимается равным 1,15-1,3.

Существующие методики расчета отличаются между собой расчетом наружного давления.

Методика ВНИИТнефти

В основу положены следующие исходные положения:

1. Наружное давление на колонну в нецементированном интервале создается столбом промывочной жидкости $P_n = \rho_n \cdot g \cdot z$.

2. В цементируемом интервале наружное давление создается составным столбом тампонажного раствора и промывочной жидкости. В конечный момент цементирования оно равно:

$$P'_n = [\rho_n \cdot h + \rho_{цр} \cdot (L - h)] \cdot g. \quad (5.43)$$

где: h - глубина кровли цементного камня.

3. Схватывание и твердение происходит без объемных изменений, поэтому наружное давление на колонну в период твердения остается неизменным.

4. Цементный камень и окружающие горные породы являются упругими телами с одинаковыми модулями упругости и коэффициентами Пуассона, поэтому их можно рассматривать как единую упругую систему.

5. При уменьшении давления внутри колонны наружное также снижается: вызванная уменьшением внутреннего давления радиальная деформация происходит без нарушения целостности сцепления цементного камня с колонной.

Для упругих пород относительная деформация подчиняется закону Гука:

$$\xi_t = \frac{1}{E_n} [\sigma_\tau - \mu_n \cdot (\sigma_\tau + \sigma_z)].$$

Рассматривая задачу как плоскую, т.е. $\sigma_z = 0$ имеем:

$$\xi_t = \frac{1}{E_n} [\sigma_\tau - \mu_n \cdot \sigma_\tau]. \quad (5.44)$$

Подставив значения σ_τ и σ_z , из формулы Лямэ имеем:

$$\xi_t = \frac{1}{E_n} \cdot \left[(1 - \mu) \cdot \frac{\Delta P_B \cdot d^2 - \Delta P_H \cdot d_H^2}{d_H^2 - d^2} + (1 + \mu) \cdot \frac{(P_B - \Delta P_H) \cdot d^2}{d_H^2 - d^2} \right]. \quad (5.45)$$

Приняв, что $P_H = 0$, а изменение на поверхности $\Delta P_H = 0$, имеем:

$$\xi'_t = \frac{(1 + \mu_n) \cdot \Delta P_B}{E_n}. \quad (5.46)$$

Поскольку принято, что отрыва обсадной колонны не происходит, то $\xi_t = \xi'_t$ и решая имеем:

$$\Delta P_H = K_{кр} \cdot \Delta P_B,$$

$$\text{где: } K_{кр} = \frac{2}{[(1 + \mu) - (1 + \mu_n) \cdot \Omega] + [(1 - \mu) + (1 + \mu_n) \cdot \Psi]},$$

$$\Omega = \frac{E}{E_n} \quad \Psi = \frac{d_H}{d}$$

Обычно принимают $K_{кр} = 1,25$.

Пусть внутреннее давление в колонне в конце цементировании равно P'_B . После снижения давления в колонне на величину ΔP_B внутреннее давление стало равным $P_B = P'_B - \Delta P_B$, а наружное давление $P_H = P'_H - K_{кр} \cdot \Delta P_B$, тогда избыточное наружное давление:

$$P_H - P_B = (P'_H - P'_B) + (1 - K_{кр}) \cdot \Delta P_B. \quad (4.7)$$

Найдем значения P'_H и P'_B из условия момента окончания цементировании:

$$P'_H = [\rho_n \cdot h + \rho_{цп} \cdot (z - h)] \cdot g, \\ P'_B = P_y + \rho_{пл} \cdot g \cdot z \quad (5.48)$$

где: P_y - устьевое давление можно определить из условия равенства давлений на забое $P_B = P'_H$ (при $z = L$).

$$[\rho_n \cdot h + \rho_{цп} \cdot (L - h)] \cdot g = P_y + \rho_{пл} \cdot g \cdot L,$$

$$P_y = [\rho_n \cdot h + \rho_{цп} \cdot (L - h) - \rho_{пл} \cdot L] \cdot g. \quad (5.49)$$

Тогда избыточное наружное давление:

$$\begin{aligned} P_H - P_B &= \rho_n \cdot h \cdot g + \rho_{цп} \cdot z \cdot g - \rho_{цп} \cdot h \cdot g - \rho_n \cdot h \cdot g - \rho_{цп} \cdot L \cdot g + \\ &+ \rho_{цп} \cdot h \cdot g + \rho_{пл} \cdot L \cdot g - \rho_{пл} \cdot z \cdot g + (1 - K_{кр}) \cdot \Delta P_B = \\ &= -(\rho_{wh} - \rho_{пл}) \cdot (L - z) \cdot g + (1 - K_{кр}) \cdot \Delta P_B \end{aligned}$$

Внутреннее давление в конце освоения скважины $P'_B = \rho \cdot g \cdot (z - H)$, ρ - плотность жидкости в скважине:

$$\Delta P_B = P'_B - P''_B = g \cdot [(\rho_{цп} - \rho_{цп}) \cdot L + (\rho_{цп} - \rho) \cdot z - (\rho_{цп} - \rho_n) \cdot h + \rho H].$$

По методике ВНИИТнефти избыточное давление у башмака колонны, т.е. при $z = L$:

$$(P_H - P_B)_{z=L} = (1 - K_{кр}) \cdot g \cdot [(\rho_{цп} - \rho) \cdot L - (\rho_{цп} - \rho_n) \cdot h + \rho \cdot H]. \quad (5.50)$$

Считают, что распределение в зацементированной зоне линейно, то для любого сечения справедливо:

$$P_{Hh} = (P_H)_{z=h} + \frac{(P_H)_{z=L} - (P_H)_{z=h}}{L - h} \cdot (z - h). \quad (5.51)$$

В рассмотренной методике ошибочны следующие положения - постоянство наружного давления в процессе твердения тампонажного раствора, - одинаковые упругие характеристики горной породы и цементного камня, - не возможность нарушения целостности цементного камня с породой.

В свете этого МИНХ и ГП предложил свою методику, согласно которой они представляют, что цементный камень обладает весьма высокой проницаемостью и считают необходимым принимать в случае устойчивых пород за наружное давление пластовое в соответствующих горизонтах. При установке пакера в надпакерной зоне:

$$P_H = \rho_B \cdot g \cdot z, \quad (5.52)$$

где: ρ_B - плотность жидкости затворения в подпакерной зоне

Внутреннее давление рассчитывается аналогично. Для разведочных скважин учитывают возможность полного опорожнения колонны, т. е., принимают $P_B = 0$.

Расчет эксплуатационной колонны на внутреннее давление (разрыв)

В основу расчета положено, что под действием избыточного внутреннего давления колонна не разрушится, если соблюдается следующее соотношение:

$$P_B - P_H \leq [P] \quad [P] = P_{\sigma} / K_B, \\ P_{\sigma} = 0,875 \cdot 2 \cdot K_{\sigma T} \cdot \sigma_T, \quad (5.53)$$

где: K_B - для труб до 219 мм = 1,15; для большего диаметра 1,52.

Наибольшее внутреннее давление в колонне будет в момент опрессовки:

$$P_B = P_{оп} + \rho_{оп} \cdot g \cdot z.$$

По методике ВНИИТнефти:

$$P_H = P'_H - K_{кр} \cdot \Delta P_B,$$

ΔP_B - будет разность между внутренними давлениями в момент опрессовки и в конце цементирования:

$$\Delta P_B = P_{оп} - g[(\rho_{цп} - \rho_{оп}) \cdot L - (\rho_{цп} - \rho_n) \cdot h]. \quad (5.54)$$

Тогда избыточное внутреннее давление у башмака колонны:

$$(P_B - P_H)_{z=L} = (1 - K_{кр}) \cdot \{P_{оп} - g[(\rho_{цп} - \rho_{оп}) \cdot L - (\rho_{цп} - \rho_n) \cdot h]\}. \quad (5.55)$$

Приняв, что распределение давления имеет линейный характер, можно записать, что в зоне цементирования

$$P_B - P_H = (P_B - P_H)_{z=h} + [(P_B - P_H)_{z=L} - (P_B - P_H)_{z=h}] \cdot \frac{z-h}{L-h}, \quad (5.56)$$

$(P_B - P_H)_{z=h}$ - избыточное внутреннее давление над кровлей цементного раствора:

$$(P_B - P_H)_{z=h} = P_{оп} - (\rho_n - \rho_{оп}) \cdot g \cdot h. \quad (5.57)$$

Методика МИНХ. и ГП

За счет эффектов зависания за наружное давление принимается вес столба дисперсной среды.

Учитывая нарушения целостности сцепления цементного камня с колонной предлагается за наружное давление брать пластовое.

В интервалах, где имеется несколько колонн к. з. п. предлагается понизить.

Расчет колонны на страгивание

Условие прочности на растяжение можно записать:

$$G + P \leq [P]_{\text{пр}}, \quad (5.58)$$

где: G - вес колонны:

$$G = (q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2 + \dots);$$

q_1 - приведенная масса 1м труб;

P - сумма всех остальных осевых сил;

$[P]_{\text{пр}}$ - допустимая осевая растягивающая сила.

Если колонна в процессе цементирования не подвергается расхаживанию, то $P_c = 0$.

В обратном случае пренебрегать этой силой не следует.

Если нагрузка на крюке равна $P_{\text{бк}}$, а вес колонны в воздухе то остальные осевые силы будут равны $P_T = P_{\text{бке}} - b$.

Допустив, что эта сила равномерно распределена в неперекрытом интервале, то:

$$P_c = P_T \cdot \frac{L}{L - L_n}, \quad (5.59)$$

L - глубина спуска предыдущей колонны.

Если рассматриваемое сечение расположено в колонне, то $P_c = P_T$:

$$[P]_p = P_{\text{ш}} / K_{\text{с тр}}.$$

Ø труб	длина	наклонная	вертикальная
114-168	3000	1,15	1,30
	3000	1,30	1,30
178-219	1500	1,30	1,45
	1500	1,45	1,45

Расчет колонны на страгивание производится после расчета на смятие и разрыв. Прочность проверяется для каждой секции. Если условие не выполняется, то длину этой секции уменьшают. Допустимую длину можно определить, решив уравнение относительно l :

$$l_n = \frac{[P]_{\text{пр}} - \sum q_i \cdot l_i - P_r \cdot \frac{\sum l_i}{L - L_n}}{q_n \cdot q + \frac{P_r}{L - L_n}}. \quad (5.58)$$

Все последующие колонны должны быть укомплектованы более прочными трубами.

Рекомендуется рассчитывать несколько вариантов колонны. Эти варианты могут отличаться толщиной стенки, группой прочности, типом соединений и т.д. За окончательный вариант целесообразно принимать тот, при котором обеспечивается минимальная стоимость:

$$C_k = \sum_{i=1}^k C_i \cdot M_i + C_T \cdot L_T \cdot \sum_{i=1}^k M_i, \quad (5.59)$$

где: C_i - стоимость единицы массы трубы;

M_i - масса труб;

C_T - стоимость транспортировки на единицу пути;

L_T - длина пути.

6 РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ КОЛОНН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДАХ НАГРУЗКИ

6.1 Условия работы обсадных колонн

Основное назначение обсадных колонн - это разобщение вскрываемых бурением пластов друг от друга. При бурении скважин, их эксплуатации, проведении ремонтно-изоляционных работ, пластовые условия изменяются. Изменяются и условия работы обсадных колонн. На последнюю в основном действуют силы, вызывающие сминающие (наружные избыточные), внутренние (разрывающие), сдвигающие (растягивающие) и сжимающие напряжения. Их величины не постоянны как во времени, так и на различных стадиях работы скважины, как технического сооружения. Рассмотрим вкратце их изменение в процессе спуска, цементирования, эксплуатации и т.д.

Спуск в скважину. При спуске на обсадную колонну действует растягивающая сила от собственного веса труб; выталкивающая сила жидкости; растягивающая сила от веса жидкости в колонне; сила трения между колонной и стенками скважины; осевые силы инерции колонны и жидкости, находящейся в колонне и в заколонковом пространстве, гидродинамическая осевая сила, возникающая вследствие движения промывочной жидкости, вытесняемой из скважины или прокачиваемой для промывки последней; радиальные статические и гидродинамические давления на наружную и внутреннюю поверхность труб; изгибающий момент от составляющей собственного веса наклонно расположенных участков колонны и от разности давлений жидкости на нижнюю и верхнюю поверхности их. Осевая сила от гидродинамического давления при прямой промывке является всегда сжимающей. Сила трения в момент приподнимания колонны с ротора или при расхаживании являются растягивающими, тогда как при перемещении колонны вниз - сжимающими.

Цементирование. В период цементирования колонны с расхаживанием на нее действуют те же силы, что и при спуске, но величина их существенно меняется. Поскольку обычно ускорение при расхаживании колонны мало, величина силы инерции самой колонны меньше, чем при спуске, но

значительно могут возрасти осевые силы, обусловленные гидродинамическим давлением; сила веса жидкости в колонне в период движения в ней тампонажного раствора больше нежели при движении промывочной жидкости вследствие большей плотности первого, выталкивающая сила после вытеснения тампонажного раствора также выше. В момент посадки цементирующей пробки на кольцо - стоп на колонну передается сила гидравлического удара.

В процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) гидростатическое давление снижается, вследствие седиментационных процессов из-за оседания твердой фазы на стенки колонны вес последней увеличивается.

Изменение температурных условий при твердении тампонажных растворов приводит, вследствие деформации колонны, к возникновению дополнительных осевых нагрузок и т.д.

Бурение. После образования цементного камня в кольцевом пространстве обсадную колонну натягивают с некоторым усилием и соединяют с предыдущей так, что, осевое перемещение одной колонны относительно другой, как правило, оказывается невозможным. Любое изменение давления или температуры в скважине сопровождается соответствующей деформацией обсадной колонны, а если деформация невозможна - возникают дополнительные осевые и радиальные силы которые в основном будут отражаться на предыдущей колонне.

Периодически, например, в период спускоподъемных операций, на колонну действуют динамические нагрузки. Внутренняя поверхность промежуточной колонны изнашиваются в результате трения о нее долот, бурильных замков и других предметов при многократных СПО и вращении бурильной колонны.

Освоение и эксплуатация скважины. При освоении и эксплуатации скважины на эксплуатационную колонну действует тот же комплекс сил, что и на промежуточную колонну в период бурения, однако количественные значения этих сил существенно изменяются. Так при освоении скважины для получения притока из пласта давление внутри колонны уменьшают, существенно меняется температура обсадной колонны.

В период эксплуатации скважины интенсивность коррозионных процессов увеличивается.

Характер распределения разных сил по длине колонны неодинаков. Нижний, сравнительно небольшой длины, участок обычно находится в сжатом состоянии, причем максимум напряжения приходится на нижний конец, минимум (вплоть до нуля) на верхний. Верхний участок всегда растянут, напряжения возрастают от нуля от нижней границы до максимума у устья. Иначе распределены силы радиального давления. В период работы, когда внутреннее давление меньше наружного (при спуске колонн, без долива, при понижении уровня и т.д.) избыточное наружное давление с глубиной увеличивается. При цементировании, при фонтанной эксплуатации и в других случаях в колонне существует избыточное давление, которое с глубины уменьшается.

6.2 Расчетные формулы для определения прочности колонн при различных видах нагрузки

Анализ условий работы обсадных колонн позволяет заключить, что основными нагрузками действующими на обсадную колонну являются: - сминающие (возникают от действия избыточных наружных давлений); избыточное внутреннее давление и усилие страгивания. По этим нагрузкам и осуществляют подбор обсадных труб. Основными условиями выбора обсадных труб являются:

$$n_1 = \frac{P_{кр}}{P_{ни}} \leq [n_1], \quad (6.1)$$

$$n_2 = \frac{P_{т}}{P_{ви}} \leq [n_2], \quad (6.2)$$

$$Q = [P],$$

$$[P] = \frac{P_{раз}}{n_3}, \quad (6.3)$$

где: n_1 , n_2 , n_3 - расчетные значения коэффициентов запаса прочности на смятие, разрыв и страгивание;

$[n_1]$, $[n_2]$, $[n_3]$ - допустимые значения коэффициентов запаса прочности на смятие, разрыв и страгивание.

Значения $[n_1]$ для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта принимают равным $1,0 \div 1,3$ в зависимости от устойчивости, коллекторов. Для остальных секций $[n_1]=1,0$.

Значения допустимой величины коэффициента запаса прочности на внутреннее давление принимают в зависимости от диаметра труб и их типа. Для труб диаметром 114...219 мм. в исполнении А и Б $[n_2]=1,15$. Для труб диаметром свыше 219 мм в исполнении Б - $[n_2]=1,45$, в исполнении А - 1,15.

Значения допустимого коэффициента запаса прочности на страгивания зависит от диаметра колонны, длины колонны и профиля ствола скважины. При их выборе следует руководствоваться таблицей.

Таблица 6.1.

Значения коэффициентов запаса прочности на страгивание для труб с треугольным профилем резьбы

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Запас прочности для вертикальных скважин
114...168	До 3000 м	1,15
	Больше 3000 м	1,30
178...245	До 1500 м	1,30
	Больше 1500 м	1,45
273...324	До 1500 м	1,45
	Больше 1500 м	1,60
Больше 324	До 1500 м	1,60
	Больше 1500 м	1,75

Для труб с трапецеидальным профилем резьбы исполнения А $[n_3]=1,75$, исполнения Б - 1,80. При этом допустимая нагрузка на тело гладкой части трубы в первом случае не должна превышать 80 % ($[n_3]=1,25$), во втором 77 % ($[n_3]=1,30$) от нагрузки, при которой напряжения достигают предела текучести.

Для наклонных скважин $[n'_3]$ определяется зенитным углом и рассчитывается по формуле:

$$[n'_3] = [n_3] / (1 - n_3 \cdot \lambda \cdot (\alpha_0 - 0,5)); \quad (6.4)$$

$$\alpha_0 = \frac{573}{1} \sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \cdot \sin \delta_2 \cdot \cos \beta - \cos \delta_1 \cdot \cos \delta_2)}. \quad (6.5)$$

$P_{кр}$ = критическое давление, при котором наибольшее напряжение при избыточном наружном нагружении достигает предела текучести материала труб. Определяют по формуле Саркисова Г.М.:

$$P_{кр} = 1,1 \cdot K_{min} \cdot \left\{ \sigma_p + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot e}{2 \cdot \rho_H^3 \cdot K_{min}} \right) - \right. \\ \left. - \sqrt{\left[\sigma_p + E \cdot K_0^2 \cdot \rho \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot e}{2 \cdot \rho_z^3 \cdot K_{min}} \right) \right] - 4 \cdot E K_0^2 \cdot \rho \cdot \sigma_p} \right\}; \quad (6.6)$$

$$K_{min} = \frac{\delta_{min}}{D}; \quad K_0 = \frac{\delta_0}{D}$$

где: D - наружный диаметр труб, мм;

δ_p - предел пропорциональности, который принимают равным пределу текучести материала труб, МПа;

E - модуль упругости ($E_{ст} = 2,1 \cdot 10^5$ МПа);

e - овальность трубы;

δ - номинальная толщина стенки трубы, мм;

δ_{min} , δ_0 - расчетные толщины стенок, которые определяют по формулам:

$$\delta_{min} = (1 - 0,01 \cdot a_\delta) \cdot \delta;$$

$$\delta_0 = \sqrt[3]{0,5(\Delta^3 + \delta_{min}^3)};$$

$$\Delta = \frac{1 - 0,01 \cdot a}{1 + 0,01 \cdot b}.$$

или по упрощенным выражениям:

$$\delta_{min} = 0,875 \cdot \delta;$$

$$\delta_0 = 0,905 \cdot \delta \text{ - для труб исполнения Б и}$$

$$\delta_0 = 0,918 \cdot \delta \text{ - исполнения А}$$

$$\rho = \frac{\delta_0}{\delta_{min}} - 1,034 \text{ (трубы исполнения Б)}$$

$\rho = 1,049$ - (трубы исполнения А).

Критическое давление с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении определяют по формуле:

$$P'_{кр} = P_{кр} \cdot \left(1 - 0,3 \frac{Q}{Q_T}\right), \quad (6.7)$$

где: $P_{кр}$ - критическое давление, определенное по формуле Г.М.Саркисова (без учета растяжения);

Q - осевая растягивающая нагрузка на трубу;

Q_T - растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести;

P_T - избыточное внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, определяют по формуле Бэрлоу.

$$P_T = 0,875 \frac{2 \cdot \delta \cdot \sigma_T}{D}; \quad (6.8)$$

0,875 - коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки;

$P_{ст}$ - растягивающее усилие, при котором в наиболее опасном сечении резьбового соединения напряжения достигают предела текучести

$$P_{ст} = \frac{\pi \cdot D_c \cdot b \cdot \sigma_T \cdot 10^{-3}}{1 + \eta \frac{D_c}{2 \cdot l} \cdot \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}; \quad (6.9)$$

D_c - средний диаметр сечения по впадине первого полного витка резьба (в основной плоскости), мм

$$D_c = D - 2 \cdot h - b;$$

h - глубина резьбы; мм;

b - толщина стенки трубы по впадине того же витка, мм;

l - длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), мм;

l - угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, равный 60° ;

α - угол трения. Принимается в расчетах равным 7° ;

η - коэффициент разгрузки $\eta = \frac{b}{b + \delta}$;

σ_T - предел текучести материала труб, МПа.

Расчет на растяжение колонн труб с резьбой трапецеидального профиля производят по разрушающей нагрузке, наименьшей из подсчитанных, исходя из условия разрушения по телу трубы в опасном сечении, условия выхода резьбы из сопряжения, вследствие уменьшения поперечных размеров трубы от удлинения при растяжении, и условия разрушения по муфтовой части соединения в опасном сечении.

Разрушающую нагрузку по телу трубы в опасном сечении определяют по формуле:

$$P_{\text{разр.т.}} = 0,785 \cdot [(D - 0,022)^2 - (D - 2 \cdot \delta)] \cdot \sigma_{\text{вmin}}. \quad (6.10)$$

Разрушающую нагрузку при выходе резьбы из сопряжения рассчитывают по формуле:

$$P_{\text{раз.выр.}} = \pi \cdot \left(\delta - \frac{h_1}{2} \right) \cdot \left[\sigma_{\text{тmin}} \cdot d_0 + \frac{\Delta F_1}{\mu_1} - \frac{2 \cdot h \cdot E_1}{\mu_1 - \frac{d_c}{2 \cdot l} \cdot \text{tg}(\varphi - \beta)} \right]. \quad (6.11)$$

Разрушающую нагрузку по муфтовой части соединения в опасном сечении определяют по формуле:

$$P_{\text{раз.м.}} = 0,785 \cdot [(D_{\text{м}}^2 - d_{\text{с}}^2)] \cdot \sigma_{\text{вmin}}. \quad (6.12)$$

Для колонн составленных из труб типа ОГ с толщиной стенки до 10 мм включительно, разрушающую нагрузку определяют исходя из прочности ниппельной части по формуле:

$$P_{\text{раз.н.}} = 0,785 \cdot [(D - 0,09)^2 - (D - 2 \cdot \delta)] \cdot \sigma_{\text{вmin}}. \quad (6.13)$$

Для труб типа ОГ с толщиной стенки 11 мм и более разрушающую нагрузку определяют исходя из прочности муфтовой части по формуле:

$$P_{\text{раз.м.}} = 0,785 \cdot [D - (D - 1,19)^2] \cdot \sigma_{\text{вmin}}. \quad (6.14)$$

В этих формулах:

D - наружный диаметр трубы, мм.;

δ - толщина стенки., мм.;

$\sigma_{\text{вmin}}$ - наименьший предел прочности при растяжении, МПа;

$\sigma_{\text{тmin}}$ - наименьший предел текучести при растяжении, МПа;

h_1 - высота профиля резьбы. Принимают равным 1,6 мм;

d_c - средний диаметр тела трубы в опасном сечении:

$$d_c = D - \left(\delta + \frac{h_1}{2} \right);$$

Δ - диаметральный натяг свинченного соединения, мм.;

E_1 - модуль упругости. Для труб группы прочности, $E_1 = 4900$ МПа, К и Е - 3430 МПа, и Л, М - 2450 МПа;

h_1 - рабочая высота профиля резьбы. Принимают равным 1,2 мм;

μ_1 - коэффициент Пуассона. Для пластической области = 0,5;

β - угол наклона стороны профиля резьбы $\beta = 3^\circ$;

φ - угол трения $\varphi = 11^\circ$;

l - длина резьбы, находящейся в сопряжении

$l = L - 14$ мм;

L - общая длина резьбы;

D_m - наружный диаметр муфты, мм;

d_p - наружный диаметр резьбы муфты в опасном сечении:

$$d_p = d - 0,0125 = \frac{l_n}{16}, \text{ мм};$$

l_n - длина наружной резьбы с полным профилем, мм.

Значения осевой растягивающей нагрузки, при которой напряжения в теле трубы, закрепленной в клиновом захвате, достигают предела текучести, определяют по формуле:

$$P_k = \frac{F \cdot \sigma_T \cdot \chi \cdot 10^3}{1 + \frac{d_{cp}}{4 \cdot l \cdot \operatorname{tg}(\alpha - \varphi)}}, \quad (6.15)$$

где: F - площадь сечения трубы, мм²;

σ_T - предел текучести материала труб, МПа;

d_{cp} - средний диаметр трубы, мм;

l - длина плашек клинового захвата, мм.;

α - угол уклона клина $\alpha = 9^\circ 27' 15''$ (уклон 1:16);

φ - коэффициент трения ($\varphi = 0,2$);

χ - коэффициент охвата трубы плашками ($0,7 \leq \chi \leq 1,0$)

χ - определяется в зависимости от типа клинового захвата $\chi = \frac{\gamma \cdot m}{2}$;

γ - угол охвата трубы плашками одного клина (60°)

m - число клиньев.

Эти виды разрушающих обсадную колонну нагрузок просчитаны для каждой трубы в зависимости от ее диаметра, толщины стенки, вида резьбового соединения, группы прочности материала труб и представлены в соответствующих справочниках и руководящих документах.

6.3 Расчет равнопрочной обсадной колонны

Ранее было показано, что обсадная колонна нефтяных, и газовых скважин подвержена воздействию внутренних и наружных давлений, а также растягивающим нагрузкам. В связи с этим она рассчитывается на смятие, разрыв, страгивания. В зависимости от геологических особенностей месторождений наблюдается следующие основные типы схемы работы скважин.

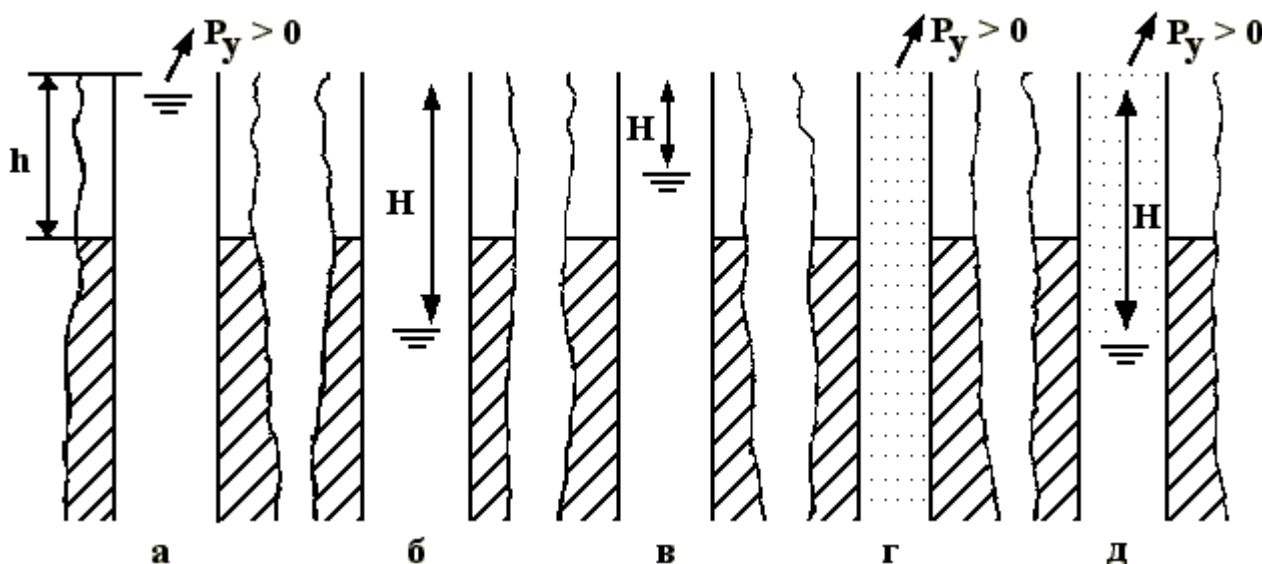


Рис. 6.1. Схемы уровней в нефтяных (а, б, в); газовых (г) и жидкостных - (д) скважинах.

Расчет обсадных колонн производится с учетом максимальных значений избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок. В общем виде избыточные наружные и внутренние давления представляют

разность между наружными и внутренними давлениями, определенные для одного и того же момента времени:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}},$$

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}.$$

6.4 Внутреннее давление

- внутреннее давление определяют, для процессов, в течение которых оно достигает максимальных и минимальных значений (испытание на герметичность, опробование, эксплуатация и ремонт скважин).

Внутреннее давление достигает максимального значения в период ввода скважины в эксплуатацию (при закрытом устье) или при нагнетании в скважины жидкостей для интенсификации добычи, а также при ее испытании на герметичность.

Минимальные значения внутренних давлений обычно имеют место при окончании эксплуатации скважин, для случая полного замещения жидкости в скважине пластовым флюидом, для процесса испытания колонн на герметичность снижением уровня.

Внутреннее давление определяют следующим образом:

- в период ввода в эксплуатацию при закрытом устье, (рис. 6.1.а $P_y > 0$)

$$P_{\text{в } z} = P_{\text{пл } L} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (L - z) \text{ при } 0 < z < L$$

Если давление насыщения нефти газом меньше рабочего давления на устье скважины при его закрытии, то в расчете учитывается значение $\gamma_{\text{в}}$ для пластовых условий.

$\gamma_{\text{в}}$ - плотность жидкости в колонне.

а) При окончании эксплуатации или при испытании на герметичность методом снижения уровня:

$$P_{\text{в}} = 0 \text{ при } 0 \leq z \leq H$$

$$P_{\text{в}} = 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (z - H) \text{ при } H \leq z \leq L$$

В газовых скважинах, в период ввода в эксплуатацию (рис. 6.1. , $H = L$)

$$P_B = \frac{P_{пл}}{e^S} \text{ при } 0 \leq z \leq L$$

$$e^S = (2 + S)/(2 - S)$$

$$S = \frac{0.03415 \cdot \bar{\gamma} \cdot (L - z)}{T_{cp}^* \cdot m} \quad (6.16)$$

$$T_{cp} = (T_y - T_3)/2$$

где: $\bar{\gamma}$ - удельный вес газа по воздуху;

m - коэффициент сжимаемости газа;

T - температура.

Расчет можно произвести и следующим образом:

$$S = 0.1 \cdot 10^{-3} \cdot \bar{\gamma} \cdot (L - z) \quad (6.17)$$

б) По окончании эксплуатации за внутреннее давление принимают наименьшее устьевое ($P_{B,y.}$) и забойное давление ($P_{B,z.}$) и распределение считают линейным:

$$P_{B,z} = P_{B,y.} + \frac{P_{B,L} - P_{B,y.}}{L} \cdot z \quad (6.18)$$

В газонефтяных и газовых скважинах (рис 3.д)

$$P_{B,z} = P_{B,y.} + \frac{P_{B,L} - P_{B,y.}}{L} \cdot z \quad H \leq z \leq L \quad (6.19)$$

$$P_{B,z} = \frac{P_{пл,L} - 10^{-6} \cdot \gamma_B \cdot (L - H)}{e^S} \text{ при } 0 \leq z \leq H \quad (6.20)$$

Следует учитывать, что внутреннее давление во всех случаях имеет линейный характер распределения. В газовых скважинах с $L \leq 1000$ м и $P_{пл,L} \leq 10$ МПа и при $P_{пл,L} \leq 4$ МПа при любом L внутреннее давление по всей глубине скважины следует принимать равным пластовому. В газонефтяных при $H = 1000$ м и $P_{B,H.} = 10$ МПа, а также при $P_{B,H.} = 4$ МПа и любых H давление на участке от устья до H можно принимать постоянным и равным $P_{B,H.}$.

6.5 Наружное давление

Наружное давление определяют для тех же процессов, что и внутреннее давление.

В незацементированном участке $0 \leq z \leq h$;

$$P_{Hz} = 10^{-6} \cdot \gamma_p \cdot z \quad (6.21)$$

В зацементированном участке после ОЗЦ .наружное давление в интервале, закрепленном предыдущей колонной, определяют по давлению составного столба воды с $\gamma_{г.с.} = 1,1 \cdot 10 \text{ н/м}^3$ по высоте цементного кольца:

$$P_{Hz} = 10^{-6} \cdot [\gamma_p \cdot h + \gamma_{гс} (z - h)] \text{ при } h \leq z \leq L_0 \quad (6.22)$$

В зацементированной зоне открытого ствола наружное давление на колонну после ОЗЦ определяют с учетом пластового давления.

В интервале пластов с известным пластовым давлением:

$$P_{Hz} = P_{плz} \quad (6.23)$$

Для пластов мощностью до. 200 м пластовое давление определяют для середины пласта:

$$P_{пл} = \frac{P_{кр} + P_{под}}{2}, \quad (6.24)$$

где: $P_{кр}$ - пластовое давление на кровле пласта, МПа;

$P_{под}$ - пластовое давление на подошве пласта, МПа.

При: наличии одного флюидосодержащего пласта распределение давления на участке $S_1 - L_0$ считается линейным от $P_{H_{L_0}}$ до $P_{пл_1}$ и определяется по формуле:

$$P_{Hz} = P_{H_{L_0}} + \frac{P_{пл_1} - P_{H_{L_0}}}{S_1 - L_0} \cdot (z - L_0) \text{ при } L_0 \leq z \leq S_1 \quad (6.25)$$

где: S_1 - расстояние от устья до середины ближайшей к башмаку промежуточной колонны пласта с пластовым давлением

$P_{пл_1}$, определяем по формуле (6.24)

$P_{H_{L_0}}$, определяют по формуле (6.22) при $z = L_0$.

При наличии двух и более пластов распределение давления между ними рассчитывают по формуле:

$$P_{nz} = P_{n(i-1)} + \frac{P_{пл i} - P_{пл (i-1)}}{S_i - S_{(i-1)}} \cdot (z - S_{(i-1)}) \quad (6.26)$$

при $S_{(i-1)} \leq z \leq S_i$, где $i = 2, 3 \dots$

В пластах мощностью более 200 м наружное давление в интервале пласта распределяется между кровлей и подошвой по линейной закономерности.

Расчет наружного давления в интервале залегания пород, склонных к текучести, P_{nz} производят по горному давлению:

$$P_{nz} = 10^{-6} \cdot \gamma_n \cdot z \quad (6.27)$$

Расчет по формулам. (8 и 12) производят для интервала, равного мощности пласта, увеличенной на 100 м (по 50 м выше кровли и ниже подошвы пласта).

Наружное давление по всей длине колонны, рассчитанное с учетом давления составного столба бурового и тампонажного растворов определяют на момент конца продавливания тампонажного раствора по формулам:

$$P_{nz} = 10^{-6} \cdot \gamma_p \cdot z \text{ при } 0 \leq z \leq h \quad (6.28)$$

$$P_n = 10^{-6} \cdot [\gamma_p \cdot h + \gamma_{ц} \cdot (z - h)] \text{ при } h \leq z \leq L \quad (6.29)$$

Во всех случаях наружное давление не может быть меньше гидростатического давления столба воды с удельным весом

$$\gamma_{гс} = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3.$$

Наружное давление в газовых, газонефтяных скважинах определяют аналогично.

6.6 Избыточное наружное давление в нефтяных скважинах

Избыточное наружное давление в общем случае определяет разность между наружным и внутренним давлениями:

$$P_{ниz} = P_{nz} - P_{вz} \quad (6.30)$$

При этом P_{H_x} и, P_{B_x} определяют для одного и того же момента времени при окончании цементирования, при испытании колонны на герметичность снижением уровня и при окончании эксплуатации.

В момент окончания цементирования:

$$P_{H_{H_z}} = 10^{-6} \cdot (\gamma_p - \gamma_B) \cdot z \text{ при } 0 \leq z \leq h \quad (6.31)$$

$$P_{H_{H_z}} = 10^{-6} \cdot [(\gamma_{ц} - \gamma_B) \cdot z - (\gamma_{ц} - \gamma_p) \cdot h] \text{ при } h \leq z \leq L \quad (6.32)$$

При испытании колонн на герметичность снижением уровня, избыточное наружное давление определяют по следующим формулам:

а) в незацементированной зоне: при $h < L$, (рис. 1.б):

$$P_{H_{H_z}} = 10^{-6} \cdot \gamma_p \cdot z \text{ при } 0 \leq z \leq h \quad (6.33)$$

при $h > H$ (рис. 6.1.в):

$$P_{H_{H_z}} = 10^{-6} \cdot \gamma_p \cdot z \text{ при } 0 \leq z \leq H \quad (6.34)$$

$$P_{H_{H_z}} = 10^{-6} \cdot [\gamma_p \cdot z - \gamma_B \cdot (z - H)] \text{ при } H \leq z \leq h \quad (6.35)$$

б) в зацементированной зоне:

при $h < H$ (рис. 6.1.б):

$$P_{H_{H_z}} = P_{H_x} \text{ при } h \leq z \leq H$$

$$P_{H_{H_z}} = P_{H_x} - 10^{-6} \cdot \gamma_B \cdot (z - H) \text{ при } H \leq z \leq L \quad (6.36)$$

при $h > H$ (рис. 6.1.в):

$$P_{H_{H_z}} = P_{H_z} - 10^{-6} \cdot \gamma_B \cdot (z - H) \text{ при } h \leq z \leq L \quad (6.37)$$

где: P_{H_z} определяют по формулам (6.27 – 6.32).

При освоении нефтяных скважин в незацементированной зоне $P_{H_{H_z}}$ определяют по формулам (6.30) - (6.32); в зацементированной зоне $P_{H_{H_z}}$ определяют по формулам (6.33) - (6.37), где P_{H_z} вычисляют по формулам (6.12) - (6.14) для начального момента эксплуатации.

В момент окончания эксплуатации в незацементированной зоне скважин P_{H_z} определяют по формулам (6.30) - (6.32), а в зацементированной зоне - по формулам (6.32) - (6.33).

Если наружное давление на колонну определяют по давлению столба бурового раствора, то избыточное наружное давление вычисляют по формулам:

$$P_{\text{нн}_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_p \cdot z \text{ при } 0 \leq z \leq H \quad (6.38)$$

$$P_{\text{нн}_z} = 10^{-6} \cdot [\gamma_p \cdot z - \gamma_b \cdot (z - H)] \text{ при } H \leq z \leq L \quad (6.39)$$

В интервале залегания пород, склонных к текучести, избыточное наружное давление находят по формуле:

$$P_{\text{нн}_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_p \cdot z - P_{B_z} \quad (6.40)$$

P_{B_z} принимают минимальным из вычисленных по формулам п.п. 1-3 для того же интервала.

При расчете колонн на избыточное наружное давление принимают наибольшие значения $P_{\text{нн}_z}$.

Избыточное наружное давление в газовых скважинах

В общем случае избыточное наружное давление определяют как разность между наружным и внутренним давлениями по формулам 6.38-6.40. При этом P_{B_z} и $P_{\text{нн}_z}$ определяют по формулам 6.29 – 6.30 и 6.32 – 6.33.

Избыточное наружное давление в момент окончания цементирования при испытании колонн на герметичность снижением уровня определяют так же, как для нефтяных скважин, соответственно по формулам 6.38 и 6.39.

Избыточное наружное давление в интервалах действия горного давления определяют по формуле 25.а, в которой P определяют по формулам 6.3-6.5.

Избыточное наружное давление в момент окончания эксплуатации определяют по формуле (6.15), принимая во внимание следующие положения:

- за $P_{\text{нн}_z}$ принимаем максимальное значение из вычисленных по формулам 6 - 12;
- P_{B_z} берем равным P_{min} для газовых скважин (рис. 1 г) по формуле 6.5;
- P_{B_z} вычисляем, для газовых и газонефтяных скважин, в которых при закрытом устье имеется одновременно столб жидкости и газа, при $P_{B_y} = P_{\text{min}}$ и значении $P_{\text{пл}_L}$ на момент окончания эксплуатации.

6.7 Избыточное внутреннее давление в нефтяных скважинах

Избыточное внутреннее давление в общем случае определяют как разность между внутренним и наружным давлениями, установленными для одного и того же момента, времени:

$$P_{\text{вн}z} = P'_{\text{в}z} - P_{\text{н}z} \quad (6.41)$$

где: $P'_{\text{в}z}$ - внутреннее давление при испытании колонн на герметичность;

$P_{\text{н}z}$ - наружное давление о определяют по формулам (6.6-6.14)

расчет по формуле (6.22) с учетом горного давления не производится.

Расчет колонны по внутреннему избыточному давлению производят для двух случаев испытания колонн на герметичность: в один прием без пакера; в два или несколько приемов с установкой пакера.

При испытании колонны в один прием без пакера:

$$P'_{\text{в}z} = 1,1 \cdot P_{\text{в}y} + 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{ж}} \cdot z \quad (6.42)$$

где: $P_{\text{в}y}$ вычисляют с учетом максимальных значений по формулам (6.1-6.2) ($P_{\text{в}y} = P_{\text{в}z}$ при $z = 0$).

Значение $P_{\text{н}z}$ определяют по формулам (6.6-6.14).

Расчетные формулы для определения избыточного внутреннего давления приведены ниже.

А. Расчет колонн в незацементированной зоне ($0 \leq z \leq y$) производят по формулам:

$$P_{\text{вн}z} = 1,1 \cdot P_{\text{в}y} - 10^{-6} \cdot (\gamma_{\text{р}} - \gamma_{\text{ж}}) \cdot z \text{ при } 1,1 \cdot P_{\text{в}y} > P_{\text{оп}} \quad (6.43)$$

$$P_{\text{вн}z} = 1,1 \cdot P_{\text{оп}} - 10^{-6} \cdot (\gamma_{\text{р}} - \gamma_{\text{ж}}) \cdot z \text{ при } 1,1 \cdot P_{\text{в}y} < P_{\text{оп}} \quad (6.44)$$

где: $P_{\text{оп}}$ - минимально допустимое внутреннее давление при испытании на герметичность (табл. 6.2).

Минимально необходимое избыточное внутреннее устьевое давление при испытании на герметичность

Наружный диаметр колонны	Значение $P_{оп}$, мПа
114...127	15,0
140...146	12,5
168	11,5
178...194	9,5
219...245	9,0
273...351	7,5
377...508	6,5

Б. Расчет колонн в зацементированной зоне производят по формуле (6.26).

При использовании формулы (10):

$$P_{виз} = 1,1 \cdot P_{vy} - 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z - \left[P_{нL_0} + \frac{P_{пл1} - P_{нL_0}}{S_1 - L_0} (z - L_0) \right] \quad (6.45)$$

при $L_0 \leq z \leq S_1$

где: $P_{нL_0}$ и $P_{пл1}$ определяют по формулам (8) и (9).

При использовании формулы (11):

$$P_{виз} = 1,1 \cdot P_{vy} - 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z - \left[P_{пл(i-1)} + \frac{P_{плi} - P_{пл(i-1)}}{S_i - S_{(i-1)}} (z - S_{(i-1)}) \right] \quad (6.46)$$

при $S_{(i-1)} \leq z \leq S_i$

где: $i = 2; 3 \dots$

Если значение $1,1 P_{vy}$ окажется меньше значений $P_{оп}$, указанных в табл. 1, то расчет $P_{виз}$ проводят по формулам (30) и (31), подставляя вместо $1,1 P_{vy}$ значение $P_{оп}$ из табл. 6.2.

При испытании колонны с пакером P'_{Bz} в формуле (26) определяют следующим образом:

$$P'_{Bz} = 1,1 \cdot P_{Bz} \quad (6.47)$$

где: $P_{вz}$ берется по наибольшему значению определенному по формулам 1-2. При этом минимально необходимое давление на устье обсадной колонны при испытании на герметичность любой ее секции с верхней границей на глубине определяют из выражения:

$$P_{опy} = P'_{вz} - 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z \quad (6.47)$$

Значение $P_{виz}$ рассчитывают как разность $P'_{вz}$ и $P_{нz}$ (по формуле 6.27).

Избыточное внутреннее давление в газовых скважинах

Избыточное внутреннее давление определяют так же, как и для нефтяных скважин по формулам 6.26-6.32 (горное давление в расчетах не учитывается).

Значения $P_{вz}$ и $P_{вy}$ определяют по формулам 6.1 - 6.5.

7 ПОРЯДОК ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

По вышеприведенным формулам строят эпюры распределения наружных и внутренних давлений по глубине скважины (значения избыточных наружных и внутренних давлений рассчитываются для глубин H, h, L_0, L, S_i).

Определяв запас прочности h_1 на наружное избыточное давление для 1-й снизу секции колонны, вычисляют произведение $p_1 \times P_{ниL}$ и в соответствии с характеристикой подбирают трубы с $P_{кр} \geq p_1 \times P_{ниL}$, начиная с труб наименьшей группы прочности D . Если трубы группы прочности D не удовлетворяют условию прочности, то переходят к трубам более высокой группы прочности.

Для выбранных труб определяют запас прочности на внутреннее избыточное давление p_2 на глубине кровли эксплуатационного объекта мощностью l_1 . Если найденный запас окажется меньше допустимого, то подбор труб этой секции производят по избыточному внутреннему давлению.

По эпюре определяют наружное избыточное давление на верхнем конце 1-й секции (на глубине L_1) подбирают трубы с $P'_{кр}$ равным или близким по значению (в большую сторону) давлению на глубине L_1 , из которых и составляют 2-ю секцию.

Определяют значение $P'_{кр}$ для труб 2-й секции для условий двухосного нагружения с учетом влияния растягивающих нагрузок от веса 1-й секции длиной l_1 .

Для полученного значения по эпюре определяют уточненную глубину спуска 2-й секции L'_1 ($L'_1 < L_1$) и уточненную длину 1-й секции $l'_1 = L - L'_1$. Определяют вес 1-й секции Q'_1 . Для определения длины 2-й секции необходимо выбрать трубы для 3-й секции с меньшей по сравнению со 2-й секцией прочностью. По эпюре найти глубину L_2 на которой расчетное наружное избыточное давление будет равно найденному значению.

Длина 2-й секции определяется из условия одноосного нагружения $l_2 = L'_1 - L_2$. Определяют величину $P'_{кр}$ для труб 3-й секции из условий двухосного нагружения с учетом влияния растягивающих напряжений от веса 1-й и 2-й секции $(Q'_1 + Q_2)$.

Для получения значения $P'_{кр}$ по эпюре определяют уточненную глубину спуска 3-й секции L'_2 ($L'_2 < L_2$) и длину $l'_2 = L'_2 - L_2$.

Определяют вес секции Q'_2 .

Далее производят расчет на внутреннее избыточное давление для верхней трубы 2-й секции. Если запас прочности $n_2 = P_T / P_{ви з}$ окажется недостаточным, то длину 2-й секции определяют из расчета на внутреннее давление.

Для этого определяют допустимое внутреннее давление для труб этой секции, равное P_T / n_2 и по эпюре устанавливают глубину L'_2 верхней границы секции.

Определяют окончательно вес 2-й секции Q'_2 .

Для определения длины 3-й секции необходимо выбрать трубы для 4-й секции, а по эпюре найти глубину L_3 на которой расчетное давление равно найденному.

Длина 3-й секции из условия одноосного нагружения равна $l_3 = L'_2 - L_3$. Определяют вес секции Q_3 .

Определяют величину $P'_{кр}$ для труб 4-й секции для условий двухосного нагружения с учетом влияния растягивающих нагрузок от веса 1-, 2-, 3-й секции.

Для получения значения $P'_{кр}$ по эпюре определяют уточненную глубину спуска 4-й секции L'_3 ($L'_3 < L_3$) и длину $l'_3 = L'_2 - L'_3$. Определяют вес секции Q'_3 .

Производят проверочный расчет 3-й секции, на внутреннее давление.

Аналогично подбирают последующие секции колонны. При этом одновременно определяют общий вес всех уже подобранных секций и каждый

раз проверяют условие $Q' \leq [P]$, где $[P]$ - допускаемая осевая нагрузка для труб последней секции, кН.

Для труб с резьбой треугольного профиля [22] допускаемая нагрузка $[P] = P_{ст} / n_3$.

Для труб с резьбой трапецеидального профиля значения допустимых нагрузок P приведены в соответствующих справочниках.

Если Q_1 окажется близким к $[P]$, длину последней секции, для которой толщина стенки подобрана из условий внешнего и внутреннего давления, определяют из расчета на растяжение по формуле:

$$l_i = ([P] - Q_i) / g_i \quad (7.1)$$

Секция l_i разграничивает обе части колонны, поэтому последующие секции подбирают с расчетом на растяжение из более прочных труб, для которых значение $[P]$ определяют по табличным данным труб, а затем по формуле вычисляют допустимую длину секции. Таким образом, для верхней части колонны секции подбирают до тех пор, пока общая длина всех подобранных секций не окажется равной глубине скважины или не превысит ее.

Подбираемые секции верхней части одновременно проверяют на избыточное внутреннее давление и при необходимости и на наружное давление.

Если интервал эксплуатационного объекта имеет большую длину, то в нем устанавливают несколько секций. Выбрав запас прочности n_1 , определяют произведение $n_1 \times P_{ниL}$ и подбирают трубы для 1-й секции, для которых $P_{кр} \geq n_1 \times P_{ниL}$.

Чтобы определить длину 1-й секции, необходимо выбрать трубы для 2-й секции (по самому близкому из меньших значений $P_{кр}$), на эпюре найти глубину L_1 , на которой $P_{ниL} = P_{кр} / n_1$. Верхней границей 1-й секции будет L_1 , тогда, длина $l_1 = L_1 - L$. Полученную длину уточняют с учетом двухосного нагружения.

Аналогично подбирают трубы для последующих секций, пока не перекроют весь интервал эксплуатационного объекта.

Последнюю в этом интервале секцию устанавливают до верхней границы эксплуатационного объекта, а подбор труб для последующих секций производят для $n_1 = 1,0$.

При подборе труб для секций обсадных колонн, испытываемых на герметичность с установкой пакера, дополнительно строят эпюру избыточных внутренних давлений.

Место, установки пакера и давление на устье при испытании определяются согласно инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность.

8 ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Расчет обсадных колонн для наклонно-направленных скважин производят с учетом планируемого профиля на стадии проектирования и по фактическим данным инклинометрии ствола скважины.

8.1 Наружное и внутреннее давление

Расчет наружного и внутреннего избыточных давлений производят по тем же формулам, что и для нефтяных или газовых скважин. При этом расчетные глубины определяют как проекции глубин по стволу скважины на вертикальную плоскость. Расчетные глубины допускается определять графическим методом по проекции на вертикальную плоскость проектного или фактического профиля скважины.

Проекцию участка ствола скважины глубиной z' на вертикальную плоскость z определяют по формуле:

$$z = z' - \Delta z', \quad (8.1)$$

где: $\Delta z'$ - удлинение на глубине z' . Определяется по фактическим данным инклинометрии ствола, а на стадии проектирования - расчетным путем.

При общем удлинении колонны не более чем на 50 м допускается расчет давлений производить так же, как для вертикальных скважин.

Для построения эпюры избыточных давлений на вертикальной оси откладывают значения глубин по стволу скважины z' , соответствующие точкам L' , h' , H' , а в горизонтальном направлении от точек L' , h' , H' откладывают значения давлений, определенных по значениям вертикальных проекций L , h , H . Полученные точки последовательно соединяют между собой (рис. 8.1).

При расчете по пластовым и горным давлениям мощность пласта по эпюре откладывается по глубине ствола с учетом удлинения ствола скважины.

8.2 Нагрузки от собственного веса и изгиба

Допускаемые растягивающие нагрузки для резьбовых соединений определяют аналогично. Влияние изгиба учитывается увеличением запаса прочности в зависимости от интенсивности искривления, размера и прочности соединения.

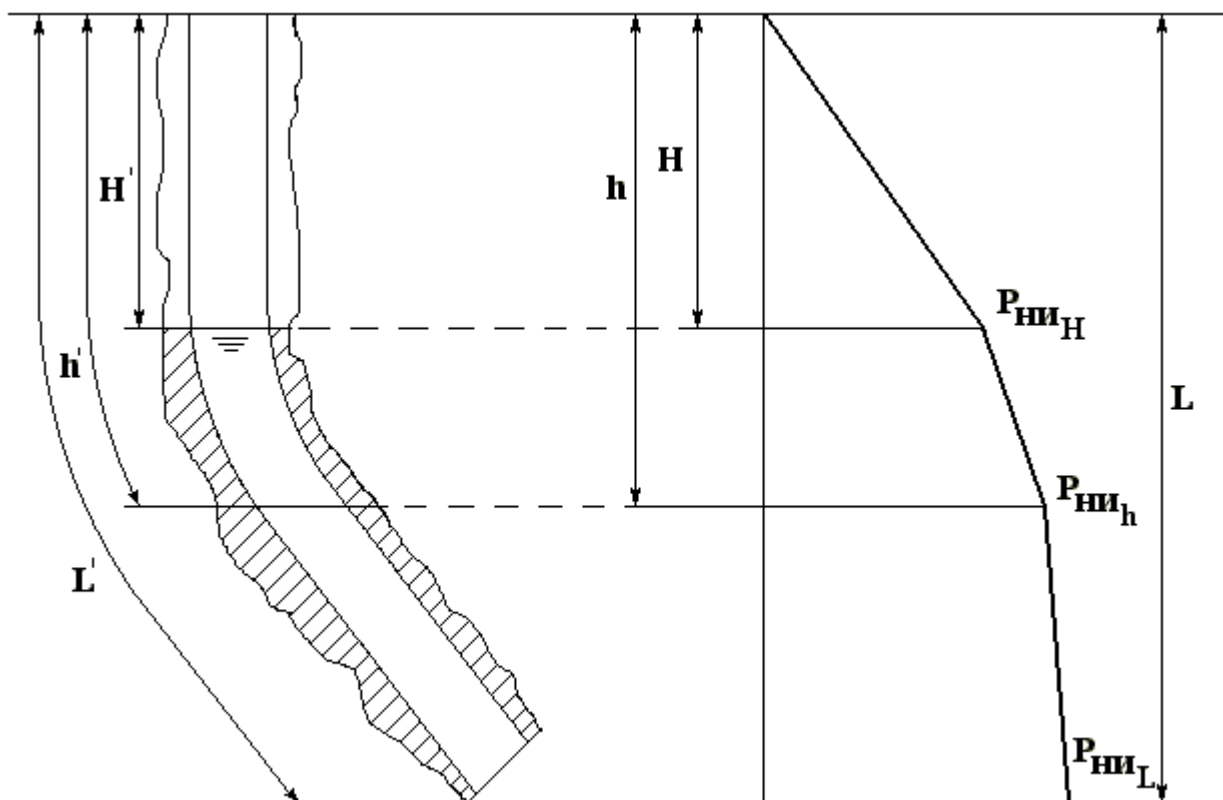


Рис. 8.1. Эпюры избыточных давлений для наклонно направленной скважины.

Интенсивность искривления ствола скважины (искривление на длине 10 м в градусах) определяют на стадии проектирования по формуле:

$$\alpha_0 = 573/R \quad (8.2)$$

где: R - проектный радиус искривления, м.

Для пробуренного ствола α_0 определяют по результатам инклинометрии (по углу наклона и азимуту в интервале длиной 10 м). Значение α_0 при пространственном искривлении определяют по формуле:

$$\alpha_0 = \frac{573}{l} \cdot 2\sqrt{(1 - \sin \delta_1 \cdot \sin \delta_2 \cdot \cos \beta - \cos \delta_1 \cdot \cos \delta_2)} \quad (8.3)$$

где: δ_1, δ_2 - углы наклона в начальной и конечной точках рассматриваемого участка длиной l ;

β - разность азимутальных углов в тех же точках.

Коэффициент запаса прочности на растяжение для обсадных труб с треугольной резьбой на изогнутом участке ствола определяют по формуле:

$$n'_3 = \frac{n_3}{1 - n_3 \cdot \lambda \cdot (\alpha_0 - 0.5)} \quad (8.4)$$

где: n_3 - коэффициент запаса прочности на растяжение, принимаемый для вертикальной колонны;

λ - коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения и его прочностные характеристики;

α_0 - интенсивность искривления труб.

Минимальные запасы прочности n'_3 для труб по ГОСТ 632-80 должны быть следующим:

Диаметр труб, мм, Минимальное значение запаса прочности n'_3 при $\alpha_0 = 0,5$

114 ... 168	1,3
178 ... 245	1,45
273 ... 324	1,6
Более 324	1,75

Допускаемую нагрузку рассчитывают по выражению:

$$[P] = P_{ст} / n'_3 \quad (8.5)$$

где: $P_{ст}$ определяют в соответствии с справочными данными для труб с резьбами трапецеидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой "Батресс", "Экстрем лайн", "VAM" и др.):

- при интенсивности искривления скважин до $5^\circ/10$ м для труб диаметром до 168 мм и до $3^\circ/10$ м для труб диаметром выше 168 мм расчет на прочность соединения, при растяжении производят так же, как для вертикальных скважин без учета изгиба;

- при интенсивности искривления от 3 до 5°/10 м для труб диаметром выше 168 мм допускаемая нагрузка на растяжение уменьшается на 10%.

Коэффициент запаса прочности для гладкого тела трубы на изогнутом участке ствола определяют по формуле:

$$n'_4 = \frac{n_4}{1 - n_4 \cdot \lambda_1 \cdot (\alpha_0 - 0.5)} \quad (8.6)$$

где: n_4 - коэффициент запаса прочности для вертикальной скважины.

$n_4 = 1.25$;

λ_1 - коэффициент, учитывающий влияние формы тела трубы и ее прочностные характеристики.

Допускаемую нагрузку для гладкого тела трубы с учетом изгиба колонны определяют из выражения:

$$[P] = \frac{P}{n'_4} = \frac{F \cdot \sigma_T}{n'_4} \quad (8.7)$$

где: F - площадь сечения трубы, мм²;

σ_T - предел текучести материала трубы, МПа.

8.3 Порядок расчета и выбора конструкций обсадных колонн для наклонно направленных скважин

Порядок расчета колонн, находящихся под действием наружного и внутреннего избыточных давлений и растяжения, аналогичен для нефтяных и газовых скважин.

До начала расчета колонн выделяют интервалы, в которых происходило отклонение ствола (рис. 8.2) увеличивая каждый из них на 25 м в сторону устья скважины. Выделяют интервал с максимальной интенсивностью искривления $\alpha_{0 \max}$.

Если интервал с максимальной интенсивностью искривления является первым от устья скважины (на рис. 8.2. - участок L'_1), то расчет всей части колонны от L'_1 до L' на растяжение производят с запасом прочности n'_3 , полученным с учетом α_{0_1} , не принимая во внимание α_{0_2} и α_{0_3} .

Если $\alpha_{0\ 2} = \alpha_{0\ \max}$, то участок колонны рассчитывают с учетом α_{0_1} , а участок $L'_3 L'$ - с учетом α_{0_2} . Если $\alpha_{0_1} \leq \alpha_{0\ 2} \leq \alpha_{0_3}$ то участок $L'_1 L'_3$ рассчитывают при α_{0_1} , $L'_3 L'_5$ при α_{0_2} , $L'_5 L'$ при α_{0_3} .

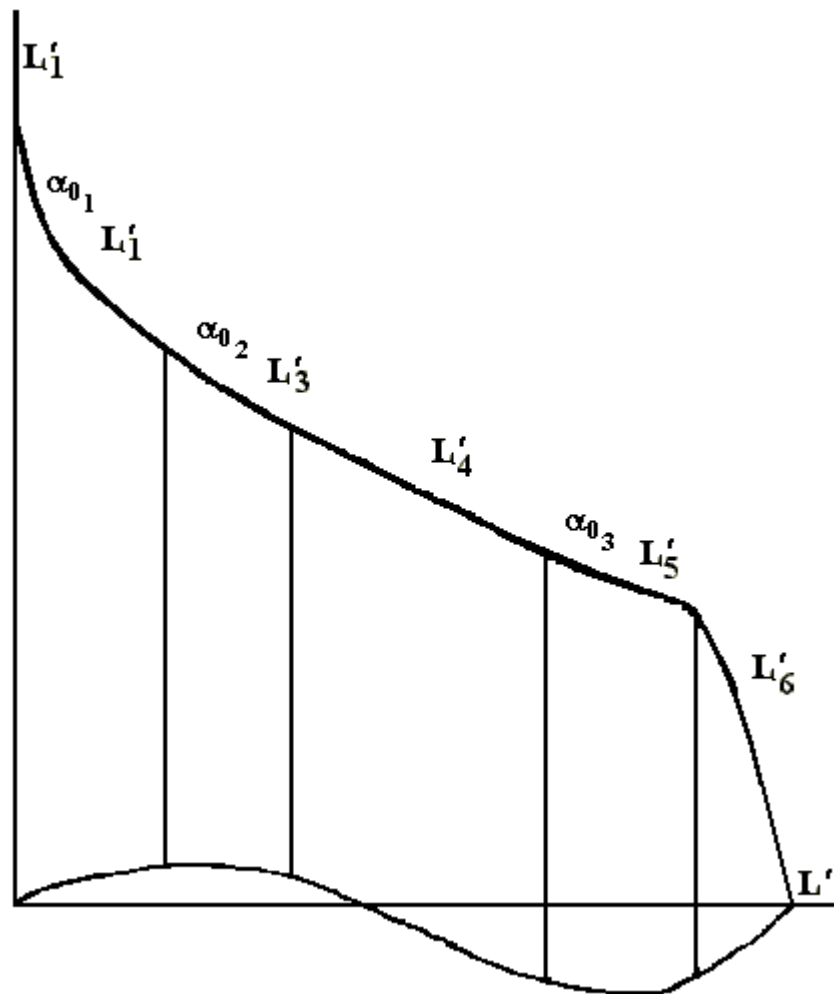


Рис. 8.2. Профиль наклонной скважины.

Допускаемые длины секций из расчета на растяжение определяют по формуле:

$$l_i = \frac{[P] - Q}{g_i} \quad (8.8)$$

где: Q - общий вес всех нижележащих секций;

g_i - вес 1 м труб подбираемой секции;

$[P]$ - допустимая нагрузка, определяемая по формулам (5), (7).

При длине вертикального участка не более 100 м допускается принимать запас прочности на растяжение равным принятому для первого нижележащего интервала, в котором производился набор зенитного угла.

9 РАСЧЕТ УСИЛИЯ НАТЯГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

После образования прочного цементного камня эксплуатационную колонну обвязывают с предыдущей, обсадной колонной с помощью специальной головки с целью герметизации устья скважины. При освоении и эксплуатации скважины температура и внутреннее давление в колонне, как правило, существенно отличаются от температуры и давления в момент обвязки. Поскольку после обвязки эксплуатационная колонна утрачивает свободу осевого перемещения, то при изменении температуры или давления могут возникнуть осевые силы, достаточно большие, чтобы незацементированный участок колонны утратил прямолинейную форму продольной устойчивости, а иногда даже достаточные, чтобы нарушилась связь между колонной и цементным камнем.

Одним из способов предотвращения продольного изгиба нецементированного участка колонны может быть установка в нижней его части компенсатора осевых деформаций. Другим, наиболее распространенным способом является предварительное натяжение колонны при обвязке с таким усилием, чтобы при последующих ожидаемых изменениях температуры и давления продольный изгиб нецементируемого участка был исключен. При этом если прочность труб не удовлетворяет возможным растягивающим нагрузкам, то необходимо использовать более прочные трубы.

Для строгого учета возникающих дополнительных осевых нагрузок необходимо, прежде всего, рассчитать температурный режим участка в момент его натяжения, после окончания ОЗЦ (базисный), а затем вычислить предельные температурные режимы незацементированного участка колонны.

Наибольшему нагреву незацементированная часть колонны подвергается при фонтанировании. Предельные растягивающие нагрузки могут возникнуть и при освоении, консервации, глушении, ремонтных работах в скважине, а также при нагнетании флюида в пласты. Необходимо рассчитать температуру участка при этих операциях, определить наибольшую величину ее изменения по сравнению с "базисным" и рассчитать растягивающую нагрузку с учетом факторов внутреннего и внешнего давления на колонну.

Если хотя бы при одном из вышеназванных процессов суммарное напряжение в теле колонны превысит предел прочности обсадных труб, то возникает необходимость выбора более прочных труб.

Все расчеты выполняют на стадии проектирования.

Расчет натяжения колонн производят после расчёта колонн.

При определении усилия натяжения исходят из необходимости сохранения прямолинейной формы колонны при изменении температуры и давления.

Расчет натяжения производят для вертикальных скважин.

Для наклонно-направленных скважин рассчитывают натяжение вертикального незацементированного участка колонны.

В зависимости от назначения следует различать скважины с прогревом в процессе эксплуатации свободной от цемента части колонны ($\Delta t > 0$) и скважины с охлаждением в процессе эксплуатации свободной от цемента части колонны ($\Delta t < 0$).

При эксплуатации нагнетательных и газлифтных скважин свободная часть колонны, особенно в зимнее время, может охлаждаться, укорачиваться, что приведет к возникновению дополнительных растягивающих усилий.

В фонтанных и насосных скважинах свободная часть колонны нагревается, удлиняется и в ней (при обвязанном устье) могут возникнуть дополнительные сжимающие усилия, ведущие к потере устойчивости колонны.

В связи с разными термогидродинамическими условиями в различных по назначению скважинах возникает необходимость определения не только нижнего, но и верхнего предела усилия натяжения колонны.

Натяжение обсадной колонны в том случае, когда в процессе эксплуатации она не подвергается нагреву (охлаждению) и действию внутреннего избыточного давления, а также в случае, когда условия работы колонны (давление, температура) неизвестны, определяют, по формуле:

$$Q_n > Q \quad (9.1)$$

где: Q_n - усилие натяжения, кН;

Q - вес свободной (незацементированной) части колонны, кН.

Минимальное значение усилия натяжения для скважин любого назначения определяют одинаково: по наибольшему значению, вычисленному по формулам:

$$Q_H = Q$$

$$Q_H = Q + \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t \cdot 10^{-3} + 0.31 \cdot \rho \cdot d^2 \cdot 10^3 - 0.655 \cdot l \cdot (D^2 \cdot \gamma_p - d^2 \cdot \gamma_v) \cdot 10^{-3} \quad (9.2)$$

где: ρ - внутреннее устьевое давление в колонне при эксплуатации или при интенсификации, МПа;

l - длина свободной части колонны, м;

D, d - соответственно наружный и внутренний диаметры колонны, м. d определяют по средней площади, сечения колонны:

$$F = \frac{F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2 + \dots + F_n \cdot l_n}{l_1 + l_2 + \dots + l_n} \quad (9.3)$$

$l_1, l_2 \dots l_n$ - длины секций обсадной колонны, м;

$F_1 + F_2 \dots F_n$ - соответствующие площади сечения труб в секциях, м²;

γ_p, γ_v - удельные веса жидкости за колонной и внутри нее в процессе эксплуатации, Н/м³;

α - коэффициент линейного расширения, 1/°C;

E - модуль упругости материала трубы, Па;

Δt - средняя температура нагрева (охлаждения) колонны, °C.

Приближенное значение средней температуры нагрева (охлаждения) может быть определено в соответствии со схемой (рис. 9.1) из зависимости:

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2} \quad (9.4)$$

где: t_1, t_2 - температура колонны до эксплуатации, обычно принимаемая по геотермическому градиенту, °C;

t_3, t_4 - температура жидкости за колонной в процессе эксплуатации, °C.

При отсутствии данных t_3, t_4 , определяют приближенно: $t_3 \approx T_1, t_4 \approx T_2$, где T_1, T_2 - температура жидкости, движущейся по колонне (у устья и на уровне свободной части), °C.

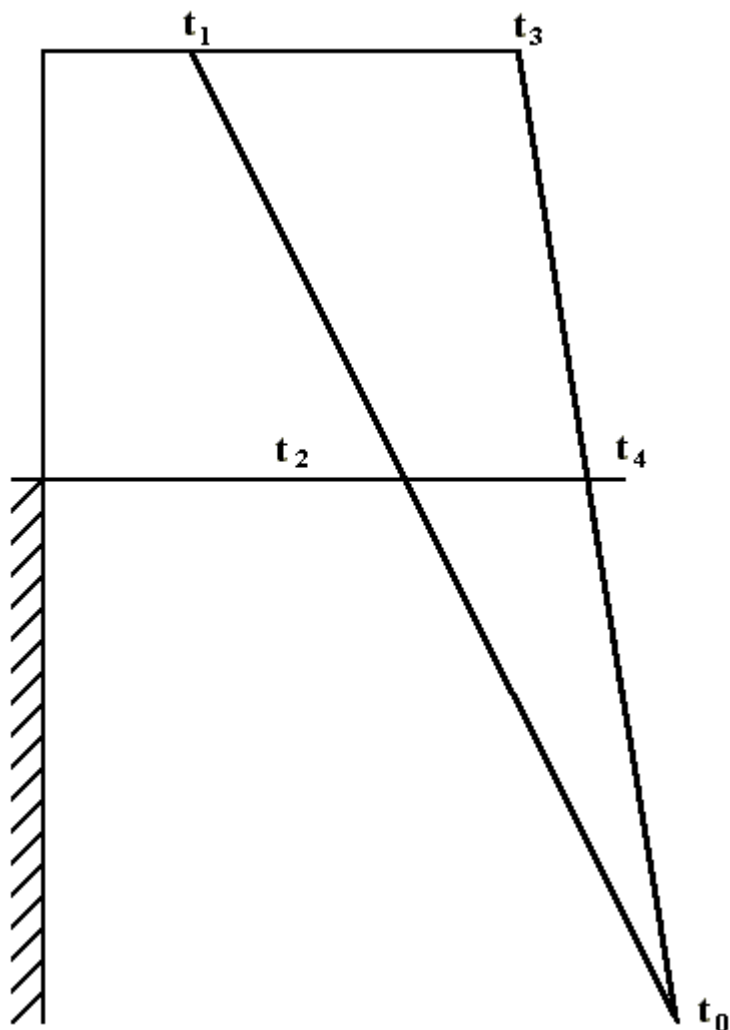


Рис. 9.1. Изменение температуры в скважине

Значение усилия натяжения Q_n должно составлять:

$$Q_n \leq [P] \quad (9.5)$$

где: $[P]$ - допустимая осевая нагрузка на трубы колонны, кН.

После натяжения колонны в процессе освоения, эксплуатации и ремонтов должны соблюдаться следующие условия прочности:

$$Q_n - Q_0 - P_1 + P_2 - P_3 \leq [P]; \quad (9.6)$$

$$Q_n - Q_0 \leq [P].$$

где: Q_0 - вес колонны от устья до рассматривания сечения, кН;

P_1 - осевое усилие, возникающее в колонне в результате температурных изменений, кН;

P_2 - осевое растягивающее усилие, возникающее в результате действия внутреннего устьевого давления в процессе эксплуатации, кН;

P_3 - осевое усилие, возникающее в колонне в результате действия внешнего и внутреннего гидростатического давления, кН.

$$P_1 = \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t \cdot 10^{-3}; \quad (9.7)$$

Δt - при нагревании положительна, при охлаждении - отрицательна:

$$P_2 = 0.47 \cdot P \cdot d^2 \cdot 10^3; \quad (9.8)$$

$$P_3 = 0.235 \cdot l \cdot (D^2 \cdot \Delta \gamma_p - d^2 \cdot \Delta \gamma_v) \cdot 10^{-3}; \quad (9.9)$$

l - расстояние от устья скважины до рассматриваемого сечения, м. На устье $l=0$. $Q_0=0$;

$$\Delta \gamma_p = \gamma_p - \gamma'_p; \quad \Delta \gamma_v = \gamma_v - \gamma'_v;$$

γ'_p, γ'_v - удельные веса жидкости в скважине после спуска и цементированной колонны, Н/м³.

Если прочность колонны удовлетворяет условиям эксплуатации следует проверить также напряженное состояние колонны при освоение скважины, когда буровой раствор заменяют водой. В этом случае, возможно повышение напряжения в натянутой и закрепленной на устье колонне из-за охлаждения и внутреннего давления.

Натяжение по формуле 2 определяется для жестко закрепленной колонны, которая для обвязки устья скважины разгружается на цементное кольцо.

Для колонн, которые не разгружаются на цементное кольцо, натяжение также определяется по формуле 2, но должно быть не менее собственного веса всей колонны Q_k .

Если колонна зацементирована до устья $Q_n = Q_k$.

10 ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОЛОНН ДЛЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

10.1 Особенности расчета промежуточных колонн для нефтяных скважин

Внутреннее давление

Максимальное внутреннее рабочее давление для расчета на прочность колонн, несущих на себе противовыбросовое оборудование (ПВО), определяют с учетом наибольшего из давлений, которые могут возникнуть при бурении под следующую за рассчитываемой колонну- в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования после закрытия устья скважины; давлений, которые могут возникнуть под воздействием гидростатического столба бурового раствора, имеющего максимальный удельный вес, или тампонажного раствора, поднятого до устья при цементировании следующей за рассчитываемой колонны.

При нефтеводопроявлениях максимальное внутреннее давление при закрытом устье [$P_y > 0$ (рис. 9.1.а)] во время ликвидации открытого фонтанирования определяют по формуле:

$$P_{B_z} = P_{пл1} - 10^{-6} \cdot \gamma_B (1 - z) \text{ при } 0 \leq z \leq 1; \quad (10.1)$$

$$P_{B_z} = P_{B_y} \text{ при } z = 0$$

Значение γ_B в соответствии с требованием п. 13.3 "Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях" (ЕТПБ) принимают по среднему удельному весу пластовых флюидов во вскрытом разрезе.

Значение l и $P_{пл}$ принимают по кровле пласта с учетом наибольшего градиента пластового давления.

При бурении под следующую за рассчитываемой колонну с применением утяжеленного раствора (отсутствуют поглощения, проявления (рис. 9.1а)) максимальное гидростатическое давление определяют по формуле:

$$P_{B_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_{B_z} \text{ при } 0 < z \leq L \quad (10.2)$$

При цементировании последующей за рассчитываемой колонны максимальное внутреннее давление на рассчитываемую колонну определяют в интервале от 0 до L по гидростатическому давлению составного столба бурового и тампонажного растворов.

За минимальное значение внутреннего давления в рассчитываемой колонне (производится расчет на прочность при наружном давлении) при бурении под следующую колонну принимается наименьшее из значений давления, которое может возникнуть при поглощениях бурового раствора или газонефтеводопроявлениях при открытом устье.

При возможном поглощении расчет внутреннего давления производят с учетом частичного опорожнения колонны $P_{By} = 0$ (рис. 9.1.г) по формулам:

$$P_{Bz} = 0 \text{ при } 0 \leq z \leq H; \quad (10.3)$$

$$P_{Bz} = 10^{-6} \cdot \gamma_B (z - H) \text{ при } H \leq z \leq L; \quad (10.4)$$

Для двух - трех первых разведочных скважин при отсутствии достоверных исходных данных допустимо при расчете учитывать опорожнение колонны не более чем на 30 - 40 %, т.е. принимать $H = (0,3...0,4) \cdot L$.

В случае возможного нефтеводопроявления скважины при открытом устье $P_{By} = 0$ (рис. 9.1.а) (в случае перелива):

$$P_{Bz} = 10^{-6} \cdot \gamma_B \cdot Z \text{ при } 0 \leq z \leq L \quad (10.5)$$

При бурении под следующую за рассчитываемой колонну буровым раствором с удельным весом ниже $\gamma_p \cdot (\gamma_B \leq \gamma_p)$, если отсутствуют поглощения проявления, то внутреннее давление в рассчитываемой колонне определяют по формуле (2).

Для промежуточных обсадных колонн и кондукторов, на которые при бурении под следующую колонну не предусматривается установка противовыбросового оборудования (отсутствуют газонефтеводопроявления), максимальное внутреннее давление принимается наибольшим из рассчитанных, а минимальное внутреннее давление -- наименьшим из рассчитанных.

Наружное давление

Наружное давление для промежуточных обсадных колонн определяют по тем же формулам и методике, что, а для эксплуатационных колонн.

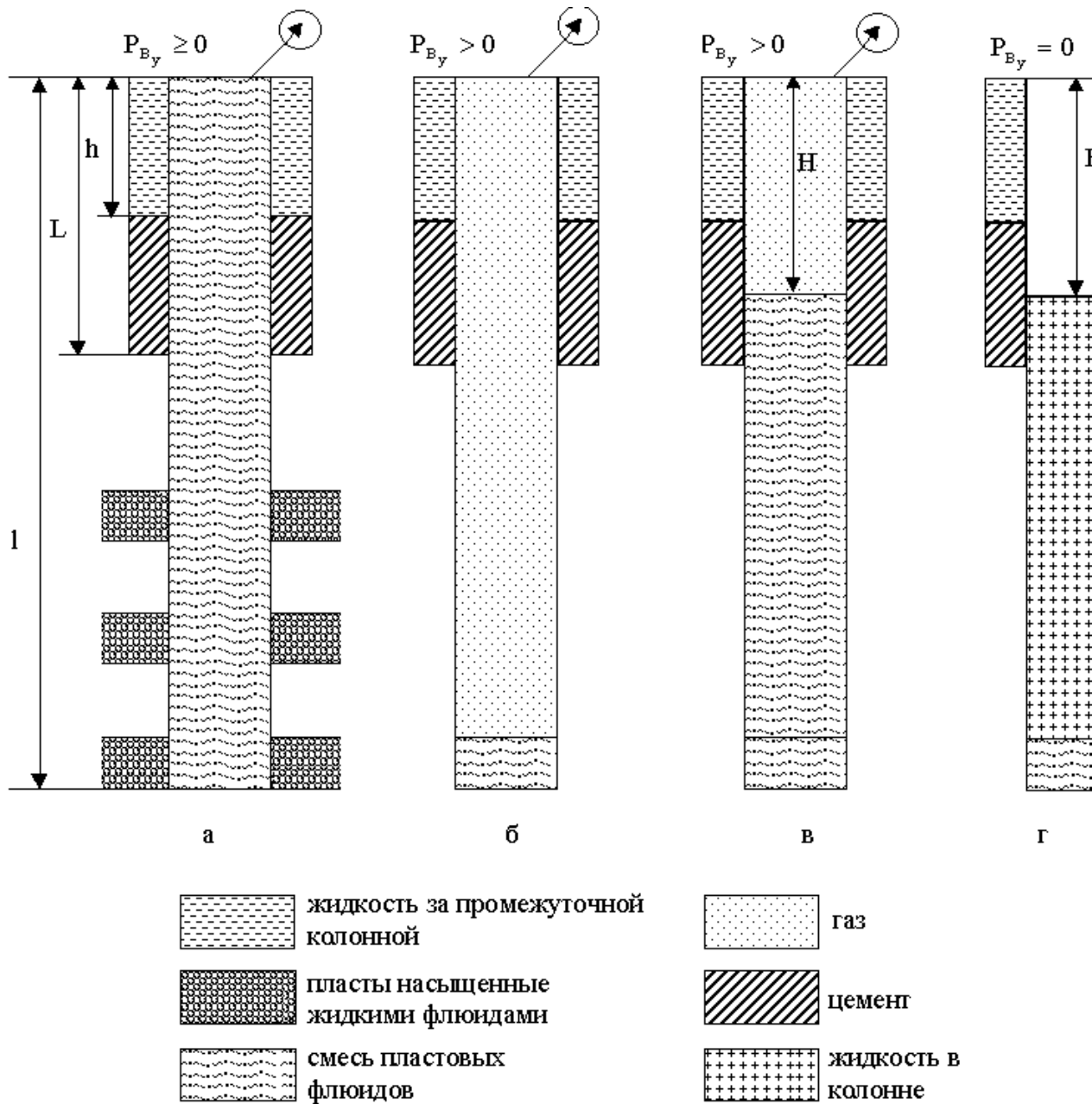


Рис. 10.1 Расчетные схемы для определения давления в нефтяных (а), газовых (б), газонефтяных (в) скважинах и скважинах при окончании эксплуатации (г)

Избыточное наружное давление

Избыточное наружное давление в общем случае определяют как максимальную разность между наружным P_{H_z} и внутренним P_{B_z} давлениями, рассчитанными для одного и того же момента времени.

$$P_{H_{H_z}} = P_{H_z} - P_{B_x} \quad (10.6)$$

Для расчета колонн на избыточное наружное давление принимают наибольшее значение P_{H_z} и минимальное значение P_{B_z} .

Если удельные вес испытательной жидкости $\gamma_{ж}$ окажется меньше $\gamma_{в}$, то расчет $\gamma_{в} \cdot \gamma_{хс}$ необходимо производить с заменой.

Избыточное внутреннее давление

В общем случае избыточное внутреннее давление на промежуточную обсадную колонну определяют как максимальную разность между внутренним P_{H_z} и наружным P_{B_z} давлениями для одного и того же периода времени:

$$P_{ви_z} = P_{B_z} - P_{H_x} \quad (10.7)$$

Расчет максимальных избыточных внутренних давлений производят по максимальным значениям внутреннего давления и соответствующего наружного давления.

Избыточные внутренние давления рассчитывают, как и для эксплуатационных колонн.

Удельный вес испытательной жидкости $\gamma_{ж}$ не должен превышать удельного веса бурового раствора, который применялся при окончании бурения под рассчитываемую колонну.

Осевая нагрузка от собственного веса

Осевую растягивающую нагрузку от собственного веса промежуточной обсадной колонны определяют с учетом теоретического веса спущенной колонны.

10.2 Особенности расчета промежуточных обсадных колонн для газовых скважин

Внутреннее давление

При расчете на прочность колонн, несущих на себе ПВО, максимальное внутреннее рабочее давление определяют с учетом наибольшего из давлений, которые могут возникнуть при бурении под следующую из рассчитываемой, колонну при газонефтеводопроявлениях, выбросах и открытых фонтанах после закрытия устья скважины; под воздействием статического давления бурового

раствора, имеющего максимальный гидроудельный вес, или тампонажного раствора, поднятого до устья при цементировании следующей за рассчитываемой колонны.

Максимальное внутреннее давление при закрытом устье газовых скважин в случае полной замены бурового раствора газом $P_{vy} > 0$ (рис. 10.1.б) определяют как для газовых скважин, причем в формулах заменяют L на l , где l - расстояние от устья скважины до кровли проявляющего пласта.

Полное замещение бурового раствора газом ($H = L$) принимается в расчетах P_{vz} по формуле для газовых скважин с содержанием сероводорода в газе более 6 % по объему, а также для остальных газовых скважин глубиной до 1500 м и газовых скважин большей глубины, в открытом стволе которых над газовым пластом отсутствуют водоносные пласты.

Максимальное внутреннее давление при закрытом устье после открытого фонтанирования в газовых и нефтегазовых скважинах, при наличии в их открытом стволе водоносных и нефтеносных пластов (кроме скважин, содержащих в газе более 6 % сероводорода) определяют из условия частичного заполнения скважины газом и смесью пластовых вод в нефти [$P_{vy} > 0$ (рис. 10.1в)], причем в формулах заменяют L на l .

Высота столба газа γ_v устанавливается объединениям на основании исходных данных для геологических условий месторождения, которые уточняются в процессе разведки и разработки месторождения.

Удельный вес жидкости в скважине γ_v в интервале $l - H$ принимают средним по находящимся в открытом стволе пластам.

При отсутствии, достоверных данных допускается принимать $\gamma_v = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2$.

Максимальное внутреннее гидростатическое давление на котором при бурении под следующую за рассчитываемой колонну утяжеленным раствором (отсутствуют поглощения, проявления) $P_{vy} = 0$ (рис.10.1.а), а также при цементировании этой колонны определяют соответственно как для нефтяных скважин.

За минимальное внутреннее давление в рассчитываемой колонне (при расчете ее прочности на наружное давление) при бурении под следующую колонну принимают наименьшее из значений давления, которое может возникнуть при поглощениях бурового раствора или газонефтеводопроявлениях при открытом устье.

При возможном поглощении с частичным опорожнением скважин, нефтеводопроявлении при открытом устье, при бурении под следующую колонну раствором с $\gamma_v < \gamma_p$ (при отсутствии поглощений и проявлений) внутреннее давление в рассчитываемой колонне определяют по формулам для нефтяных скважин.

Для газовых скважин (при открытом фонтанировании газа или газожидкостной смеси) $P_{vy} = 0$ (рис. 10.1.б) может быть произведен проверочный расчет внутреннего давления для значений $0 \leq z \leq L$ в соответствии с "Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин" (М.: Недра, 1980) с учетом потерь давления на трение восходящего потока газа или газожидкостной смеси.

При отсутствии достоверных исходных данных для проведения расчетов по указанной методике допускается проводить расчет по формуле:

$$P_{vy} = \frac{0.6 \cdot P_{пл1}}{1} \text{ при } 0 \leq z \leq L \quad (10.8)$$

где: $P_{пл1}$ - пластовое давление проявляющего пласта.

Наружное давление

Наружное давление определяют по тем же формулам и методике что и для нефтяных скважин.

Избыточное наружное давление

Избыточное наружное давление определяют как разность между наружным P_{nz} и внутренним P_{vz} давлениями, рассчитанными для одного и того же момента времени.

Избыточное внутреннее давление

В общем случае избыточное внутреннее давление определяют как разность между внутренним $P_{вз}$ и наружным $P_{нз}$ давлениями, рассчитанными для одного и того же момента времени.

Удельный вес испытательной жидкости $\gamma_{ж}$ не должен превышать удельного веса бурового раствора, который применялся при окончании бурения под рассчитываемую колонну.

Весьма существенным фактором для промежуточных колонн и кондукторов является износ внутренней поверхности труб при углублении. В результате износа прочность труб и их соединений уменьшается. Конечно необходимо принимать меры к его предотвращению, но так как полностью предотвратить износ нельзя, то следует его прогнозировать. Если предположить, что основной причиной износа является трение между бурильными замками и внутренней поверхностью промежуточной колонны при СПО, тогда можно построить корреляционную зависимость величины износа в том или ином сечении от величины работы в ней.

АзНИМашем предложена следующая зависимость:

$$\Delta_n = \frac{2 \cdot C_p \cdot l_3 \cdot k_{и}}{\xi \cdot l_6} \left\{ L_6 + L_y \left(\frac{l_6}{l_3} - 1 \right) + \pi \cdot d_3 \left[\frac{\omega \cdot t_6}{4 \cdot \pi \cdot l_p} + \frac{S}{l_3} \left(\frac{L_6}{C_6} + \frac{L_1 - L_{нк}}{C_p} \right) \right] \right\} \quad (10.9)$$

где: C_p - число рейсов бурильной колонны ниже рассматриваемого сечения;

C_6 - число бурильных труб в одной свече;

l_3, l_6 - длина бурильного замка и средняя длина одной бурильной трубы;

$k_{и} = 1,3 \div 1,5$ - поправочный коэффициент;

L_6 - средняя длина участка бурильной колонны ниже рассматриваемого сечения:

$$L_6 = L_z + \frac{C_p + 1}{2 \cdot C_p} \cdot (L_1 - L_{нк}); \quad (10.10)$$

L_z - расстояние от башмака промежуточной колонны до рассматриваемого сечения;

L_1 - предельная глубина бурения, при достижении которой будет спущена последующая обсадная колонна;

$L_{пк}$ - глубина начала первого рейса после спуска рассчитываемой промежуточной колонны;

L_y - длина утяжеленных бурильных труб;

d_3 - наружный диаметр бурильного замка;

ω - угловая скорость вращения бурильной колонны;

t_6 - продолжительность механического бурения до спуска последующей колонны;

ξ - условный удельный износ обсадных труб -

- это тот путь трения бурильных замков о поверхность обсадной колонны, за который толщина стенки трубы в месте трения уменьшается на единицу.

Величина ξ определяется на основании обработки промыслового материала либо по эмпирическим зависимостям представленным графически.

Устойчивость кондуктора

Промежуточные и эксплуатационные колонны, как правило, обвязываются с кондуктором, так чтобы эти колонны были в растянутом состоянии. Следовательно, на кондуктор будут действовать сжимающие осевые силы. Если хотя бы небольшой верхний участок, кондуктора является не зацементированным, то эти силы могут вызвать потерю устойчивости кондуктора во избежании предельного изгиба выступающей части кондуктора необходимо выполнять условие:

$$\Sigma P \leq F_k [\sigma_c]$$

где: ΣP - сумма осевых сил приложенных к верхнему концу , кондуктора;

F_k - площадь поперечного сечения тела кондуктора;

$[\sigma_c]$ - допустимое напряжение осевого сжатия, величина которого зависит от жесткости свободного конца:

$$j = \frac{k_d \cdot h}{r_{\text{и}}}; \quad (10.11)$$

k_d - коэффициент приведения длины.

Свободный конец кондуктора можно рассматривать как стержень с одним зашечленным концом, а другим шарнирно опертым концом. Для такого случая $K_d = 0,75$.

h - длина свободного участка;

$r_{\text{и}}$ - радиус инерции поперечного сечения:

$$r_{\text{и}} = 1,25 \cdot \sqrt{d_{\text{н}}^2 + d^2} \quad \text{при } 0 \leq j < \sqrt{2 \cdot j_{\text{кр}}} \quad (10.12)$$

$$[\sigma_c] = \frac{\sigma_T}{k_T(1+a)} \cdot \left(1 - \frac{j^2}{4 \cdot j_{\text{кр}}} \right) \quad \text{при } \sqrt{2 \cdot j_{\text{кр}}} < j \leq 300 \quad (10.13)$$

$$[\sigma_c] = \frac{\sigma_T}{k_T(1+a)} \cdot \left(\frac{0.5 + A}{1 + \frac{j^2}{j_{\text{кр}}} \cdot A} \right) \quad (10.14)$$

$k_T = 1,3$ - коэффициент запаса прочности;

$j_{\text{кр}}$ - предельная гибкость кондуктора:

$$j_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{\pi^2 \cdot E}{\sigma_T}}; \quad (10.15)$$

a - коэффициент несовершенства, учитывающий возможность, некоторого отклонения свободного конца кондуктора от строго прямолинейной формы и небольшую эксцентricность приложения нагрузки.

Принимают $a = 0,25$:

$$A = \frac{2,5 \cdot 10^5 \cdot K^2 - (1+a) \cdot j_{\text{кр}}}{5 \cdot 10^5 \cdot K_d^2 \cdot a}. \quad (10.16)$$

Из данной формулы видно, что в пределах свободного конца нежелательно иметь трубы, с неутолщенными концами на которых имеется резьба, поскольку площадь сечения нарезанного , конца уменьшается, и

следовательно, допустимая сжимающая нагрузка значительно меньше, чем собственно тело, трубы.

Весьма большое значение для устойчивости кондуктора имеет соосность колонн и кондуктора при обвязке. Если ось колонны смещена или имеет некоторый наклон к оси кондуктора, то сжимающая сила будет приложена также эксцентрично и устойчивость кондуктора существенно измениться.

11 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Спуск обсадных колонн, секций и потайных колонн, как и проведение технологической операции, осуществляют с помощью специальных приспособлений и устройств, объединяющихся под общим названием элементов технологической оснастки. Сюда входят:

1 Направляющие пробки - применяются при спуске обсадных колонн и хвостовиков для обеспечения нормального их движения по открытому стволу скважины или внутри предыдущей колонны. Их часто изготавливают из обсадной трубы, одному из концов которой придается конусная или сферическая форма. Насадка бывает либо чугунной, либо бетонной марки 250-300.

2. Упорные стоп - кольца - предназначены для установки цементирующей пробки. Изготавливаются в большинстве случаев из чугуна, в виде кольца толщиной 10-20мм. Для преждевременного определения места посадки пробки на стоп - кольцо иногда несколько выше ставят ложные опорные кольца, представляющие собой кольца на срезаемых штифтах. Иногда стоп - кольцо выполняется заодно с обратными клапанами. Во ВНИИБТ разработано устройство для оборудования днища колонны, позволяющее определять момент прекращения продавки тампонажного раствора и предотвращающие столкновения пробки с ограничителем движения. Устройство служит стоп - кольцом.

3. Обратные клапана - предназначены для предотвращения перелива жидкости обратно в колонну и облегчения массы колонны. Существуют множество их конструкций, отличающихся расположением тарелок и наличием уплотнений.

Во ВНИИБТ разработано дифференциальное устройство, служащее для заполнения колонны во время спуска и одновременно выполняющие функцию обратного клапана. В АзНИПИнефть разработаны диафрагменные клапаны с продавливанием шара при давлении 1,5 - 2 МПа. Обратное движение возможно лишь при давлении 22,5 - 24 МПа. Колонну спускают без шара, который бросают в нее после цементирования.

4 Заливочные муфты - предназначены для ступенчатого цементировании скважин с большой высотой подъема цементного раствора за колонной. Цементировочные муфты по способу герметизации делятся на два типа: с использованием металлической втулки и использованием цементного камня. Первые более надежны, вторые - просты в изготовлении.

5 Центраторы - в настоящее время известно большое количество конструкций и типоразмеров центраторов. Они предназначены для обеспечения концентричного положения обсадной колонны при ее спуске и последующем цементировании.

Центраторы делятся на пружинные и жесткие. Центрирующим элементом в пружинных центраторах служат пружины-арки, в - жестких ребра с различной формой сечения. По конструктивному решению пружинные центраторы разделяются на два вида: разъемные и неразъемные. Основное различие между ними в способе установки.

6. Скребки - предназначены для очистки стенок скважины от глинистой корки. Известны два вида скребков - радиальные и гребенчатые. Если первые охватывают трубу по периметру, то вторые монтируются вдоль колонны по винтовой линии. Очистка глинистой корки производится либо при возвратно-поступательном, либо при вращательном движениях обсадной колонны. Размер усов скребка больше расстояния от поверхности трубы до стенки скважины. Скребки устанавливают на колонну вместе с центратором.

7. Турбулизаторы - предназначены для создания турбулентного потока жидкости в кольцевом пространстве для лучшего вытеснения глинистого раствора цементным. Турбулизатор состоит из цилиндрического корпуса, упругих лопастей и клина, скрученного вдоль собственной оси. Корпус турбулизатора представляет собой кольцо. В корпусе прорезаны пазы с углом наклона 35° , резиновые лопасти армированы двумя слоями кордной ткани и крепятся к корпусу металлическими накладками на точечной сварке.

8. Резьбовые разъединители, применяемые при спуске потайных колонн и секций сплошных обсадных колонн. При разработке новых конструкций глубоких скважин намечается рост объема крепления скважин потайными колоннами и сплошными обсадными колоннами, спускаемыми секциями. В

настоящее время разработаны и применяются различные конструкции резьбовых разъединителей. Эти устройства отличаются друг от друга принципом действия, а также конструктивными исполнениями отдельных узлов и деталей.

Разъединитель конструкции Грознефти состоит из ниппеля, муфты, пакера, пакерной трубы и тампонажной разделительной пробки. Пакерная труба соединяется резьбой с ниппелем и стопорится шпилькой для предупреждения отвинчивания при сборке, а также при отсоединении бурильных труб от обсадных.

Муфта и ниппель разъединителя соединены между собой левой резьбой. В верхней части ниппель имеет два отверстия для выравнивания давлений в зонах под пакером и над ним, т.к. большая разность давлений будет препятствовать отвинчиванию. Нижняя часть пакерной трубы соединена специальным переводником, на котором собирают пакерное устройство с разделительной тампонажной пробкой, подвешенной на трех шпильках. В чугунном сердечнике пробки сделаны два отверстия диаметром по 15 мм для сообщения между пространством над пробкой и ниже нее, для выравнивания давлений в этой системе. Все устройство в собранном виде подвергают гидравлическому испытанию на герметичность. После спуска потайной колонны на забой, скважину промывают вращением вправо бурильной трубы с ниппелем разъединителя, отсоединяют от потайной колонны и вместе с пакером поднимают на 3-4 м. для проведения цементируемых работ. Для облегчения развинчивания ниппеля и муфты, между их торцами проложены антифрикционные кольца 4 из латуни.

Разъединители такого типа не дают возможности осуществить подвеску колонн в период ОЗЦ, т.е. колонну в период ОЗЦ оставляют в разгруженном состоянии, в результате чего колонна может потерять устойчивость и деформироваться в интервале нахождения каверны.

Подвеску колонн в этом случае осуществляют при помощи различных устройств, которые отличаются друг от друга способом подвески труб, принципом действия устройства и его конструктивными особенностями. Наиболее распространенной является подвеска хвостовиков на цементном

камне. При этом обеспечивается цементирование потайных колонн на всю длину, а также удаление при прямой или обратной промывке цементного раствора, поднятого выше верхнего конца колонны для предупреждения прихвата бурильных труб.

В этом устройстве промывочные боковые отверстия располагаются в извлекаемой части разъединителя, и оставляемая потайная колонна в верхней части не имеет окон. В ниппеле сделаны три канавки для выравнивания давления в зоне левой резьбы. Нижняя часть ниппеля соединяется специальным переводником, к которому подвешивается на трех шпильках нижняя часть тампонажной пробки.

Для потайных колонн малого диаметра, где не применяются разделительные тампонажные пробки, нижняя часть ниппеля оборудуется обратным клапаном или кольцом-ограничителем. Внутри ниппеля вмонтирована втулка, закрепленная шпильками, которая перекрывает боковые промывочные отверстия. Втулка снабжена уплотнительными кольцами для создания герметичности.

Спуск колонны при помощи таких разъединителей и их цементирование осуществляется обычным способом. Только к концу закачки продавочной жидкости, в бурильные трубы бросают шар с таким расчетом, чтобы по окончании закачки он закрыл отверстия втулки. В результате этого давление в бурильных трубах повышается, что приводит к срезу шпилек. Втулка перемещается вниз и открывает боковые отверстия в корпусе, через которые скважина периодически промывается в течение всего периода ОЗЦ. По окончании ОЗЦ бурильные трубы отвинчивают в левом переводнике и извлекают из скважины вместе с шаром, корпусом, втулкой и патрубком.

9. Цементировочная головка - предназначена для цементирования скважин с расхаживанием колонн и позволяет производить продавку цементного раствора буровыми насосами. Она состоит из переводника, имеющего резьбу для соединения с рабочей трубой, патрубка, корпуса, в котором устанавливается разъединительная пробка, удерживаемая стопорными винтами. Нижняя часть корпуса оканчивается резьбой для соединения с обсадной колонной, верхняя часть закрыта стаканом, имеющим

уплотнительные резиновые кольца. К верхнему торцу стакана приварена крестовина, в которую вставлена втулка. Втулка служит направлением для штока, оканчивающегося тарелкой. Последняя поджимается пружиной к конусной расточке переводника и выполняет роль обратного клапана.

Головка имеет байпасные линии, линию для выталкивания разделительной пробки и отвод для соединения с цементирующим агрегатом.

10. Цементируемые пробки - применяют для разделения бурового раствора и продажной жидкости от тампонажного раствора при транспортировании их по трубам в скважине и получения сигнала об окончании тампонажного раствора.

Большое распространение получили резиновые цементируемые пробки. Для исключения продавливания ее через стоп - кольцо в нижней ее части загуммировано металлическое кольцо. Для удержания и герметизации пробки при посадке ее на стоп - кольцо в нижнюю часть устанавливают якоря и уплотнительные элементы.

Чтобы предупредить обратные перетоки цементного раствора во внутрь хвостовики или секции, спускаемых без обратного клапана, применяют разделительные пробки, не позволяющие пробке перемещаться вверх от стоп - кольца.

11.1 Подготовительные работы к спуску обсадных труб

Подготовка обсадных труб

Колонна обсадных труб, предназначенная к спуску, комплектуется в соответствии с заказом-заявкой. На трубной базе она подвергается тщательной проверке. Виды проверок определяет руководство объединения в зависимости от геолого-технических условий бурения.

Комплекс проверок включает: контроль маркировки труб, соответствие маркировки сопроводительной документации, визуальный контроль, инструментальный контроль, дефектоскопический контроль, гидроиспытания труб.

Поверхностный контроль. Проверяется у всех труб заводская маркировка, которая сличается с сертификатом. При отсутствии сертификата не разрешается комплектация колонн для газовых скважин, для скважин, на которых предусмотрена установка противовыбросового оборудования, для морских скважин, для скважин с градиентом пластового давления 1,3, для колонн =3000м. и более при 114-168, 1000м. и более при 178-324, 500м. и более при 324. При наличии расхождения также не разрешается комплектовать. Совершенно не допускается комплектовать колонну из труб второго сорта.

В других менее ответственных скважинах трубы с наличием расхождения в маркировке и сертификате использовать допускается. Расчеты при этом следует вести как для труб с группой прочности Д, принимая фактическую толщину.

Визуальный контроль. Проверяется отсутствие внешних пороков - плен, раковин, закатов, вмятин, трещин, песочин. Допускается вырубка перечисленных дефектов при условии что их глубина не превышает предельно допустимые минусовые отклонения по толщине.

Резьбы проверяются на отсутствие рванин, заусениц, забоин, срыва ниток и других дефектов.

Инструментальный контроль. Проверяются параметры резьб и уплотнительных поясков, зазор между наружной поверхностью трубы и цилиндрической выточкой у муфты, длина трубы, ее прямолинейность, наружный и внутренний диаметр трубы.

Зазор проверяется щупом толщиной 1 мм, который должен свободно проходить по всей окружности. В противном случае трубы к комплектованию не допускаются.

Комплектование труб. Обсадную колонну комплектуют в соответствии с конструкцией, на наружной поверхности вблизи ниппельного конца светлой краской наносят порядковый номер. Номера проставляются в порядке очередности спуска. Сведения о каждой трубе заносятся в ведомости. Для замены труб доставляются резервные трубы с максимальной по расчету прочностью из расчета 50м. на каждые 1000м. основного комплекта.

Перед спуском трубы шаблонируются и подвергаются повторному визуальному осмотру.

Одновременно с трубами подготавливается технологическая оснастка.

После осмотра трубы, в которых дефектов не обнаружено, подвергают испытанию на герметичность методом опрессовки. Опрессовку проводят на трубной базе, либо на буровой. Давление опрессовки обсадных колонн и ответственных промежуточных должно быть не менее чем на 5 % превышать избыточное внутреннее давление, которое может действовать на соответствующую секцию колонны при проверке герметичности ее после спуска в скважину. Во всяком случае, оно не должно быть менее указанных величин.

Д _н	426-377	351-273	248-219	194-178	168	145-140	127-114
Р _{опр}	6	7	8	8,5	10	11	13

Время опрессовки в течение 30с. Изменение давления не должно превышать 0,5 МПа. Негерметичные трубы отбраковываются.

Для смазки резьбовых соединений при избыточном внутреннем давлении 20-25 МПа используется до Т=100°С смазка Р-2, а при большей температуре Р-402 на силиконовой основе. При более высоких избыточных давлениях, а также для колонн в газовых скважинах рекомендуется полимеризующаяся смазка УС-1, КНИИНП-2. Для повышения герметичности соединений может использоваться фторопластовая лента ФУМ. Один из наиболее эффективных способов повышения герметичности резьбовых соединений - металлизация резьб. Тонкий слой легкоплавкого металла (цинк, алюминий и т.п.) толщиной 0,2 - 0,5м наносят на поверхность резьбы муфты с помощью специальной металлизационной установки.

Признанные годными трубы завозятся на буровую. Вместе с трубами доставляют и оснастку обсадной колонны. Они должны быть проверены, а некоторые из них подвергнуты также опрессовке. Обратные клапана спрессовывают давлением, превышающим в 1,5 раза наибольшую разность давлений столбов жидкостей в заколонном пространстве и в колонне после цементирования. Опрессовке также подвергаются муфты ступенчатого цементирования.

К началу спуска колонны в скважине должны быть завершены все исследовательские работы (кавернометрия, отбор проб боковым грунтоносом, опробование перспективных объектов и т.д.).

После получения кавернометрии определяют место установки центрирующих фонарей и скребков. Фонари рекомендуется размещать в тех участках интервала цементирования, где диаметр ствола близок к номинальному. Если зенитный угол не превышает 3° , расстояние между фонарями может составлять 20-25м; на участках с большим зенитным углом, а также на участках интенсивного изменения зенитного угла, фонари целесообразно ставить на каждой трубе.

Число центраторов рассчитывается по методике ВНИИКРнефти.

По циклограмме определяют участки резкого изменения азимутального и зенитного углов. Участки сужений, выступов и перегибов ствола скважины тщательно прорабатывают новыми долотами со скоростью 35-40 м/ч, а участки наиболее опасных сужений и перегибов со скоростью 20-25 м/ч.

Жесткость компоновки низа бурильной колонны при проработке должна соответствовать жесткости обсадной колонны.

После проработки и промывки, ствол скважины шаблонируется. Для этого в скважину спускают на бурильной колонне компоновку из трех-четырех обсадных труб и убеждаются в том, что она доходит до забоя. По окончании шаблонирования, скважину промывают с целью полного удаления шлама. Во время промывки желательно поддерживать турбулентный режим течения жидкости в кольцевом пространстве. Если при промывке отмечается поступление газа в скважину, то делают перерыв в течение 10-15 мин. Длительность каждого периода промывки - два цикла циркуляции. При этом промывочная жидкость должна обладать минимальной водоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжения сдвига, минимально возможной вязкостью. Для снижения сил трения (липкости) фильтрационных корок в состав раствора вводят смазочные добавки. Плотность раствора должна обеспечивать устойчивость стенок ствола скважины. При подъеме бурильной колонны после проработки и шаблонирования измеряют ее длину и, таким образом, уточняют длину скважины.

Подготовка оборудования к спуску обсадных труб. До начала спуска тщательно проверяют исправность всего бурового оборудования, надежность его крепления, соосности вышки, ствола ротора с устьем скважины. На буровую должны быть доставлены исправный инструмент для спуска колонны - элеваторы, ключи, хомуты. При необходимости осуществляют замену талевого каната.

Обсадные трубы длиной до 3000м. обычно спускают с помощью механизированных клиньев и одного элеватора. Для предотвращения повреждения труб, обсадные трубы большей длины спускают с помощью двух элеваторов.

Обязательным является наличие на буровой переводника для быстрого присоединения ведущей трубы и обратного клапана для предупреждения выброса газа.

11.2 Спуск обсадных колонн

Перед спуском обсадных труб, они шаблонируются шаблоном соответствующего размера. Трубы, через которые шаблон не проходит, бракуют и заменяют новыми. Свинчивание обсадных труб производят с определенной величиной натяга. Для труб с треугольным профилем резьбы натяг контролируется величиной момента, которая зависит от диаметра труб, и числом не завернутых витков резьбы, которое не должно быть более трех-четырех. Для труб с трапецеидальным профилем резьбы натяг контролируется метками, нанесенными на поверхности муфты и ниппеля.

Спуск колонны осуществляют в один прием, т.е. сразу до забоя, или по частям - секционный способ спуска.

Первый способ применяют, когда грузоподъемность буровой установки соответствует весу обсадной колонны; когда в течение 2-3 суток отсутствия циркуляции не происходит осложнение ствола скважины; когда имеется весь ассортимент труб, определенный расчетами и когда гидравлическая мощность имеющихся цементируемых агрегатов обеспечит подъем тампонажного раствора в заколонном пространстве на требуемую высоту.

В процессе спуска колонны, в особенности, когда она оборудована обратным клапаном, во избежание смятия требуется периодически доливать ее промывочной жидкостью. Долив ее, обычно производят через каждые 300-400 м, а иногда и чаще. В этом случае лучше использовать обратные клапаны диафрагменного типа. Однако и в этом случае для избежания газирования раствора, также требуется проводить промежуточные промывки, которые осуществляют через 500-600 м. Промывку ведут в течении одного цикла циркуляции для данной глубины спуска, а при сильном газировании раствора - до полного удаления газа из него.

По окончании спуска всей колонны, скважину, как правило, промывают в течении одного-двух циклов. Восстанавливать циркуляцию при этом, во избежание поглощения, следует с малой скоростью, увеличивать скорость подачи следует только после разрушения тикструпной структуры промывочной жидкости. Желательно при этом рассматривать возможность расхаживания колонны либо ее вращение. Затем производят докрепление резьбовых соединений машинными ключами с контролем крутящего момента.

Спуск длинных колонн занимает длительное время, иногда 2-3 суток. При этом увеличивается вероятность возникновения осложнений в виде обвалов, осыпей, прихватов и т.д., которые вызывают недохождение колонны до проектной глубины.

В этих случаях осуществляют спуск колонны в несколько приемов. Секционный спуск колонны осуществляют в следующих случаях:

1. Когда вес обсадной колонны превышает грузоподъемность буровой установки;
2. Когда отсутствие циркуляции в течении 1-2 суток приведет к осложнениям в стволе скважины;
3. Когда отсутствует требуемый ассортимент труб и гидравлическая мощность цементируемых агрегатов не обеспечивает подъема тампонажного раствора на требуемую высоту.

Крепление 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 горизонта 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, обеспечивается 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.

При секционном спуске сначала спускают участок колонны, длина которого достаточна для перекрытия открытого ствола, при этом верхний ее конец должен располагаться в предыдущей колонне. Если длина открытого ствола большая, то крепят его в несколько приемов. Верхний конец нижнего участка следует размещать против устойчивых пород, на участке ствола с номинальным диаметром.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают 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 местоположения устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных кавернометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой опущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Нижние участки обсадных колонн спускают на бурильных трубах. Для соединения бурильной и обсадной колонн применяют специальные переводники, которые позволяют цементировать нижний участок, промывать верхнюю часть скважины после цементировании и отсоединять бурильные

трубы от обсадных по окончании цементировании и стыковать последующие секции.

Существует несколько конструкций стыковочных узлов, конструкция которых в основном включает в себя направляющее устройство, левый переводник, посадочный переводник, специальную муфту по конструкции решающую задачу ступенчатого цементировании. Стыковочные поверхности покрываются слоем мягкого металла (свинца). Заканчивают спуск верхней секции с малой скоростью. Перед посадкой осуществляют промывку скважины и наблюдают за изменением давления. Быстрое увеличение давления свидетельствует о вхождении нижнего участка верхней секции в муфту нижней. Верхнюю секцию спускают до соприкосновения сочленяемых поверхностей, и затем, приподнимают так, чтобы ее нижний конец располагался внутри муфты. Цементирование этой секции колонны осуществляется на весу. После цементировании соединительный конус верхнего участка сажают на коническую поверхность специальной муфты нижнего участка и колонну оставляют в покое на твердение цементного раствора.

11.3 Спуск хвостовика

Хвостовик спускают также на бурильных трубах. Длинные хвостовики подвешивают в предыдущей колонне с помощью специальных устройств - подвесок, либо на цементном камне. В последнем случае бурильная колонна отворачивается от обсадной после затвердевания цементного раствора. Если хвостовик спускается в газовую скважину соединение его с предыдущей колонной осуществляется через пакер.

При спуске колонн по секциям и хвостовиков особое внимание следует обращать на выполнение условий прочности. Натяжение колонны с большим усилием недопустимо. В этом случае следует обращать внимание на регулирование свойств промывочной жидкости - введение смазочных добавок.

11.4 Скорость спуска обсадных колонн

В процессе спуска колонны без ограничения скорости спуска, особенно при малых кольцевых зазорах, возможны гидроразрыв в горных породах и поглощение промывочной жидкости вследствие возникновения высоких гидродинамических давлений. Наиболее опасная ситуация возникает при спуске обсадной колонны с закрытым обратным клапаном, поскольку вся жидкость, вытесняемая колонной, движется только по заколонному пространству. Рассмотрим случай спуска колонны с закрытым нижним концом.

При перемещении колонны, например, вниз вместе с ней будет двигаться часть смежного слоя жидкости. Поэтому жидкость, вытесняемая колонной, движется вверх не по всему сечению, а лишь по наружной части его.

Среднюю эффективную скорость выходящего потока можно определить по формуле:

$$W_3 = W_T \left(\frac{d_H^2}{(d_c^2 - d_H^2)} + B_T \right), \quad (11.1)$$

где: W_T - скорость спуска труб;

B_T - поправка, учитывающая искажение профиля скоростей, принимают равной 0,5.

Чтобы при спуске не было поглощений, необходимо ограничивать гидродинамическое давление, которое при спуске колонны складывается из двух компонентов: одного - зависящего от скорости, которую приобрела жидкость к концу предшествовавшего момента времени, и второго - инерционного, зависящего от ускорения движения жидкости в рассматриваемый момент. Так при турбулентном режиме течения это условие можно записать, как:

$$q + \frac{0.5 \cdot \lambda_k \cdot \kappa_3 \cdot W_3^2}{d_c - d_H} + a_n + \rho_n \cdot z_n \leq \Delta \rho_n \cdot z_n \quad (11.2)$$

где: λ_k - коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda_k = \frac{0,3164}{Re^{0.25}}; \quad (11.3)$$

$W_э$ - скорость восходящего потока вытесняемой жидкости;
 a_n - ускорение движения жидкости;
 z_n - глубина пласта, в которой возможно поглощение;
 $k_э$ - коэффициент, учитывающий увеличение гидравлических сопротивлений в заколонном пространстве за счет муфт на обсадных трубах и элементов технологической оснастки:

$$k_э = 1 + \frac{f_k}{\lambda_k} \cdot \frac{d_c - d_n}{l_T}; \quad (11.4)$$

f_k - коэффициент местных сопротивлений для муфтового сужения:

$$f_k = \frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_m^2} - 1; \quad (11.5)$$

l_T - длина одной обсадной трубы.

Положив $a_n = 0$, можно определить предельно допустимое значение скорости течения в заколонном пространстве:

$$(W_э)_{пред} \leq \frac{2 \cdot (\Delta P_n - \rho_n \cdot g) \cdot (d_c - d_n)}{\lambda_k \cdot k_э \cdot \rho_n}. \quad (11.6)$$

Если $(W_э)_{пред} > W_{крит}$, то определяют по приведенной выше формуле скорость спуска колонны. При $(W_э)_{пред} < W_{крит}$ расчет нужно сделать применительно к структурному режиму течения при котором гидродинамическое давление:

$$P_{г.д.} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot z_n}{\beta_k \cdot (d_c - d_n)} + \frac{0,5 \cdot f_k \cdot \rho_n \cdot W_э^2}{l_T}, \quad (11.7)$$

где: β_k - безразмерная величина, определяемая в зависимости от параметра Сен-Венана-Ильюшина по эмпирическим зависимостям:

$$S_{ен} = \frac{\tau_0 (d_c - d_n)}{\eta \cdot W_э}; \quad (11.8)$$

τ_0 , η - динамическое напряжение сдвига и пластическая вязкость промывочной жидкости.

Величину критической скорости можно определить по формуле:

$$\text{Re}_{\text{кр}} = \frac{\eta \cdot \text{Re}_{\text{кр}}}{\rho_{\text{n}}(d_{\text{с}} - d_{\text{н}})}, \quad (11.9)$$

где: $\text{Re}_{\text{кр}}$ - критическое число Рейнольдса:

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 7,3 \cdot \text{Re}^{0.5} + 2100.$$

12 РАСЧЕТ ПОТАЙНЫХ КОЛОНН И КОЛОНН, СПУСКАЕМЫХ ЧАСТЯМИ

12.1 Промежуточные потайные колонны

Избыточное наружное давление на промежуточную потайную колонну в момент окончания цементирования с подъемом тампонажного раствора по всей длине такой колонны рассчитывают по формуле:

$$P_{\text{нн}z} = 10^{-6} \cdot (\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{в}}) \cdot (z - l_0) \text{ при } l_0 \leq z \leq L \quad (12.1)$$

В нормальных условиях бурения (отсутствуют поглощения, проявления, т.е. $H=0$; $P_y=0$) после спуска и цементирования потайной колонны избыточное наружное давление в интервале глубин от башмака предыдущей колонны L_0 до башмака потайной колонны L представляет:

$$P_{\text{нн}z} = P_{\text{н}z} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot z \text{ при } L_0 \leq z \leq L \quad (12.2)$$

где: $P_{\text{н}z}$ - наибольшее из значений давления, определенных по п.п. 2.4 - 2.7

Избыточное наружное давление при возможном поглощении бурового раствора в процессе бурения ($L_0 > H$):

$$P_{\text{нн}z} = P_{\text{н}z} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (z - H) \text{ при } L_0 \leq z \leq L_1 \quad (12.3)$$

где $P_{\text{н}z}$ принимается таким же, как и в предыдущем пункте.

Избыточное наружное давление при нефтеводопроявлениях ($H=0$; $P_y=0$) определяют по формуле (12.2).

Избыточное наружное давление при открытом фонтанировании газовых и газонефтяных скважин следует определять как разность между наружным (наибольшим из значений, определенных по формуле (12.2)) и внутренним давлениями. Последнее подлежит расчету по "Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин" (М.: Недра, 1980) с учетом потерь давления на трение восходящего потока газа или газожидкостной смеси.

При отсутствии необходимых исходных данных допускается использовать формулу:

$$P_{\text{нн}_z} = P_{\text{н}_z} - \frac{0,6 \cdot P_{\text{пл}} \cdot l}{l} \cdot z \text{ при } L_0 \leq z \leq L_1 \quad (12.4)$$

где $P_{\text{н}_z}$ принимается таким же, как и в формуле (12.2).

В случае необходимости проведения испытания на герметичность предыдущей колонны после установки цементного моста или пакера вблизи головы потайной колонны избыточное наружное давление определяют по формуле:

$$P_{\text{нн}_z} = P_{\text{н}_z} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (z - l_0) \text{ при } L_0 \leq z \leq L_1 \quad (12.5)$$

где принимается таким же, как и в формуле (12.2).

При испытании на герметичность в один прием без пакера избыточное давление внутреннее для расчета потайной колонны на прочность определяют (для интервала от L_0 до L) как разность между внутренним $P_{\text{в}_z}$ и наружным $P_{\text{н}_z}$ давлениями по формуле:

$$P_{\text{ви}} = 1,1 \cdot P_{\text{в}_{L_0}} + 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{ж}} \cdot (z - L_0) - P_{\text{н}_z} \text{ при } L_0 \leq z \leq L \quad (12.6)$$

За $P_{\text{н}_z}$ принимают максимальное из вычисленных по п.п. 3.1-3.4 для нефтяных скважин и с учетом п.п. 5.1-5.4 для газовых и газонефтяных скважин при $z = L_0$.

За $P_{\text{в}_{L_0}}$ принимают максимальное из вычисленных по п.п. 2.4-2.7 значений в зависимости от геологических условий проектируемой скважины - отсутствия или наличия проницаемых пластов в интервале открытого ствола, перекрываемом потайной колонной.

При проведении испытания на герметичность давление на устье скважины определяют, по формуле:

$$P_{\text{в}_y} = 1,1 \cdot P_{\text{в}_{L_0}} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{ж}} \cdot L \quad (12.7)$$

В процессе нормального бурения, (в случаях, когда испытание на герметичность потайной колонны не предполагается) внутреннее избыточное давление определяют по формуле:

$$P_{\text{ви}_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot z - P_{\text{н}_z} \text{ при } L_0 \leq z \leq L \quad (12.8)$$

где $P_{\text{н}_z}$ вычисляют по п.п. 2.4-2.7.

В расчетах на прочность под воздействием наружного и внутреннего избыточных давлений учитывают наибольшее из значений $P_{ннз}$ и $P_{внз}$, полученных соответственно по формулам 12.1-12.8.

Длина участка потайной колонны, находящейся, внутри предыдущей колонны, должна составлять не менее 70 м, причём на этом участке должны использоваться трубы с такой же толщиной стенки и той же группы прочности, как и рассчитанные для потайной колонны на уровне башмака, предыдущей колонны.

Порядок расчета потайной колонны аналогичен приведенному в п.п. 2.28-2.34.

Надставки к потайным колоннам (до устья скважин) рассчитывают так же, как и промежуточные колонны (по разделам 3 и 5).

12.2 Промежуточные колонны, опускаемые частями

Расчет нижней (первой) и последующих частей колонны, верх которых находится внутри предыдущей колонны, т.е. $l_0 < L_0$, производится в соответствии формулой 12.8.

Расчет нижней (первой) к последующих частей колонны, верх которых находится в открытом стволе, т.е. $l_0 > L_0$ производят также в соответствии с п.п. 6.1-6.9 с заменой во всех формулах значения L_0 на l_0 .

Расчет верхней (последней) части колонны производится так же, как и расчет промежуточной колонны (по разделам 3 и 5).

12.3 Эксплуатационные потайные колонны

Избыточное наружное давление в нефтяных скважинах определяют по формуле 12.3, где значение H принимают минимальным (на момент окончания эксплуатации), а значение $P_{нз}$ - максимальным из вычисляемых по п.п. 2.4-2.7.

Избыточное наружное давление в газовых скважинах определяют как разность между наружным и внутренним давлениями в интервале, от до

башмака потайной колонны L. При этом значение P_{H_z} принимается по п.6.15, а

$$P_{B_z} = P_{\min} \text{ (п. 4.3)}$$

Избыточное наружное давление в скважинах, в которых имеется одновременно столб жидкости и газа, определяет как разность между P_{H_z} и P_{B_z} . При этом P_{H_z} принимают по п. 6.15, а P по п.4.4 на момент окончания эксплуатации.

Избыточное внутреннее давление и максимальное значение P для всех скважин при расчетах на прочность определяют по п.6.7.

Выбор компоновки колонны необходимо осуществить в соответствии с п.п. 6.9-6.11.

Надставки к потайным колоннам (до устья скважины) рассчитывают как самостоятельные эксплуатационные колонны.

12.4 Рекомендации по расчету импортных обсадных труб

Прочностные характеристики импортных труб, поставляемых по стандартам АНИ, приведены в прил. 13-19.

В случаях применения труб, отличных от труб по стандартам АНИ, прочностные характеристики принимают по технологическим условиям поставщика.

Действующие нагрузки определяют в соответствии с настоящей инструкцией, при этом расчет колонн производят при следующих запасах прочности (если другие запасы прочности не определены согласованными с поставщиками техническими условиями на применение труб):

- на избыточное наружное давление (на сминающее давление) в зоне эксплуатационного объекта в зависимости от устойчивости коллектора от 1,125 до 1,25;
- на наружное давление для остальной части колонны 1,125;
- на внутреннее избыточное давление (на давление, соответствующее пределу текучести материала трубы) 1,1;

- на растягивающую нагрузку для резьбового соединения (на разрушающую нагрузку) 1,75;
- на растягивающую нагрузку по телу трубы (на нагрузку, соответствующую пределу текучести) 1,25.

12.5 Допустимое внутреннее давление в обсадной колонне

При освоении скважин, гидроразрывах, капитальном ремонте и других работах, связанных с созданием в обсадной колонне избыточного давления, необходимо определять допустимое внутреннее давление с учетом как осевых, так и радикальных нагрузок, действующих на колонну.

Ниже приведена методика проверочного расчета и определения допустимого внутреннего давления с учетом прочности труб и резьбовых соединений обсадной колонны, натяжение которой производилось усилием, равным весу свободной (незацементированной) части колонны или большим его, т.е. $Q_H \geq 0$.

Данный расчет предусмотрен для колонн, жестко закрепленных на устье, в случаях, когда внутреннее давление в колонне создается в один прием без пакера.

Допустимое внутреннее избыточное давление P (МПа) на устье определяется из выражений:

$$P \leq \frac{[P] - Q_H + Q_0 + P_1 + P_3}{0.47 \cdot d^2 \cdot 10^3} \quad (12.9)$$

$$P \leq \frac{P_T}{n_2} + (\gamma_p - \gamma_v) \cdot l \cdot 10^{-6} \quad (12.10)$$

где: $P_1 = 10^{-3} - \Delta t$

$$P_3 = 0.235 \cdot l \cdot (D^2 \cdot \Delta \gamma_p - d^2 \cdot \Delta \gamma_v) \cdot 10^{-3} \quad (2.11)$$

Условные обозначения в формулах этого раздела те же, что и в разделе 9.

Запасы прочности, как при расчете осевой нагрузки n_3 , так и при расчете внутреннего давления n_2 принимают согласно п.п. 2.20-2.27. Для колонн,

бывших в эксплуатации, в зависимости от их состояния, запас прочности может быть увеличен по усмотрению производственного управления.

Внутреннее давление необходимо определять для верхней трубы каждой секции колонны. Меньшее из значений P , полученных по формулам 1 и 2, принимают за допустимое.

12.6 Особенности расчета обсадных колонн при бурении с плавучих средств

Спуск обсадных колонн с плавучих средств приводит к значительным нагрузкам, связанным с перемещением судна. В общем на колонну действуют: растягивающая нагрузка от собственного веса Q , изгибающий момент от смещения и поворота, (качки) судна M , нагрузки при посадке колонны в клиновый захват Q_d и инерционные нагрузки, связанные с вертикальным колебанием Q_n .

Наибольшие нагрузки, действующие у устья на уровне поверхности акватории, определяют из выражений:

$$Q = q_1 \cdot L_1 + q_2 \cdot L_2 + \dots \quad (12.12)$$

$$M = K \cdot \sqrt{E \cdot J \cdot P} \cdot \left[\frac{\Delta}{l} + Q \right] \quad (12.13)$$

$$Q_d = \frac{E \cdot F \cdot V}{a} + \frac{E \cdot F \cdot W \cdot L}{a^2} \quad (12.14)$$

$$Q_n = \frac{E \cdot F \cdot A \cdot W}{a} \left[\operatorname{tg} \frac{W \cdot L}{a} + \frac{(2 \cdot n + 1)^2}{\left(\frac{2 \cdot L}{\pi \cdot a} \right)^2 \left[W^2 - \left(\frac{2 \cdot n + 1}{2 \cdot L} \pi \cdot a \right)^2 \right]} \right] \quad (12.15)$$

где: Q - осевая нагрузка от собственного веса; кН;

P - осевая нагрузка, $P = Q - 0.5 \cdot q \cdot l$, кН;

q_1, q_2 - веса 1м секций колонны, кН/м;

L_1, L_2 - длины секций колонны, м;

q - вес 1м колонны на глубине акватории, кН/м;

l - глубина акватории; м;

Δ - смещение судна в горизонтальном направлении, м;

θ - угловое смещение судна, рад;

E - модуль упругости, кН/м²;

J - момент инерции сечения, м⁴;

F - площадь сечения колонны, м²;

$$F = \frac{F_1 \cdot L_1 + F_2 \cdot L_2 + \dots}{L_1 + L_2 + \dots} \quad (12.16)$$

$F_1, F_2, \dots$ - площади сечений секций колонны;

V, W - скорость (м/с) и ускорение (м/с²) колонны в момент

посадки на клиновой захват;

a - скорость продольных колебаний (скорость звука в металле), м/с;

A - амплитуда вертикальных колебаний судна, м;

- частота вынужденных колебаний судна, 1/с;

K - коэффициент, учитывающий жесткость крепления колонны на устье при спуске ($0,75 \leq K \leq 1,0$).

Торможение колонны в конце спуска трубы значительно уменьшаем P_d при посадке колонны в клиновой захват или на элеватор.

Выражение в квадратных скобках в формуле (4) определяет условие, при котором колебание судна может достичь больших значений. Обычно частота вынужденных колебаний существенно отличается от определяемых по выражению $[(2 \cdot n + 1) / 2 \cdot L] \cdot \pi \cdot a$ собственные колебаний колонны, вызванных возмущающими силами, и поэтому в большинстве случаев выражением в квадратных скобках можно пренебречь.

Формула (2) приемлема, при $\frac{l}{L} \leq 0.04$ и $l \cdot \sqrt{\frac{P}{E \cdot J}} > 30$.

Условие прочности для обсадной колонны из труб с треугольной резьбой записывается следующим образом:

$$Q + Q_d + Q_n \leq \frac{Q_{стр}}{n_3} \cdot (1 - n_3 \cdot C \cdot M) \quad (12.17)$$

$$C = \frac{1}{2 \cdot W_0 \cdot \sigma_T} \left[1 + \frac{D_c \cdot \eta}{2 \cdot l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \right], \quad (12.18)$$

где: $Q_{стр}$ - страгивающая нагрузка, кН;

W_0 - осевой момент сопротивления сечения по основной плоскости (по первому полному витку), м^3 :

$$W_0 = \frac{\pi}{32 \cdot D_0} (D_0^4 - d^4);$$

D_0 - внутренний диаметр резьбы в основной плоскости, мм;

d - внутренний диаметр трубы, мм;

Расшифровка величин n_3 , D_c , η , l , α , φ приведена в п.п. 2.20-2-27.

Условие прочности обсадных труб с трапециидальной резьбой типа "Батресс", УАМ, "Экстрем лайн", ОТТМ, ОТТГ записывается следующим образом:

$$Q + Q_d + Q_n \leq \frac{Q_{разр}}{n_3} \cdot (1 - n_3 \cdot C \cdot M) \quad (12.19)$$

$$C = \frac{1}{2 \cdot W \cdot \sigma_T} \quad (12.20)$$

где: W - осевой момент сопротивления сечения по телу трубы, м^3 ;

$n_3 - 1,75 \div 1,80$ (трубы ОТТГ, ОТТМ) и $n_3 = 1,75$ (трубы импортного производства).

13 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТИПОВ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ГРУПП ПРОЧНОСТИ (МАРОК) ОБСАДНЫХ ТРУБ

13.1 Методика выбора обсадных труб и резьбовых соединений

Выбор обсадных труб и резьбовых соединений для них проводят с учетом геолого-технических условий бурения и эксплуатации скважин по "Номенклатуре обсадных труб, освоенных отечественной промышленностью", ежегодно, представляемой объединениям министерством или (по его поручению) специализированным НИИ.

Включение в компоновку проектируемых обсадных колонн импортных труб с соответствующими резьбовыми соединениями допускается при отсутствии или дефиците отечественных труб с требуемыми прочностными характеристиками и геометрическими размерами резьб (специальные муфты, толстостенные трубы и т.д.).

С учетом геолого-технических условий бурения, выбранной конструкции и метода эксплуатации скважин, номенклатуры выпускаемых и выделенных объединению импортных обсадных труб устанавливают необходимые ограничения по диаметрам трубных соединений и выбирают муфтовые или безмуфтовые трубы.

Тип резьбового соединения, применяемые при его сборке смазки, герметизирующие средства должны соответствовать:

- виду флюида, находящегося в колонне в различных ее интервалах; Для многофазной системы типа газ-нефть-конденсат находящаяся в колонне среда считается газообразной, если ее усредненный по интервалу удельный вес $\gamma \leq 0,3 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$;

- максимальному внутреннему избыточному давлению по секциям рассчитываемой колонны. Максимальным значением внутреннего давления считается: для жидких сред - давление гидроиспытания, для газа - максимальное рабочее давление;

- максимальной температуре, под воздействием которой находятся колонна -в процессе строительства и эксплуатации скважин;

Профиль резьбы, тип и конструкция резьбового соединения, вид герметизирующего средства уточняются с учетом следующих условий:

- условий прочности;
- условий герметичности (плотности);
- условия обеспечения минимального радиального зазора между муфтой (раструбом) спускаемой колонны, предыдущей колонной и стволом скважины.

13.2 Выбор обсадных труб по условиям прочности

Для интервалов колонн, рассчитываемых на смятие, следует выбирать трубы наиболее низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки. Например, если наружному избыточному давлению 14 МПа для колонн диаметром 245 мм соответствуют трубы 11Д, 10К, 10Е, 10Л, 10М и 9Р (цифра обозначает толщину стенки в мм, буква - группу прочности трубы), то рекомендуется использовать распространенные трубы 11Д.

Трубы более высоких групп прочности целесообразно применять в тех случаях, когда имеются ограничения по грузоподъемности оборудования, диаметру долота или другого инструмента, а также с целью экономии металла в интервалах колонн, для которых трубы выбираются из условия прочности на растяжение.

В интервалах колонн, для которых трубы выбираются из условия прочности на растяжение, а также в интервалах с интенсивностью искривления скважины более $1,5^\circ$ на 10 м рекомендуется применять трубы с трапецеидальной резьбой.

Для интервалов возможного протирания колонны целесообразно выбирать трубы с максимальными толщинами стенки.

В случае, когда это невозможно, рекомендуется:

- установка в этих интервалах сменных колонн;
- установка труб, изготовленных, из стали групп прочности М и выше, марок N-80 и выше.

Для интервалов колонн, находящихся в зоне высокопластичных пород (например, солей), рекомендуется выбирать трубы с максимальными

толщинами стенок либо импортные специальные с повышенным сопротивлением смятию.

Нарезные трубы диаметрами 351, 377 и 426 мм и электросварные обсадные трубы диаметром 478 мм допускается использовать в основном в качестве направлений и кондукторов.

Обсадные трубы 2-го сорта с повышенными отклонениями по геометрическим размерам и пониженными прочностными характеристиками запрещается использовать в нефтяных и газовых скважинах.

13.3 Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств по условиям герметичности

Для всех секций эксплуатационных колонн (вне зависимости от высоты подъема цемента), а также промежуточных колонн и кондукторов, на которых устанавливается противовыбросовое оборудование (в интервале от устья скважины до сечения, располагающегося на 150 м выше принятой высоты подъема цемента, но не менее 500 м от устья) рекомендуются сочетания типов резьбовых соединений и герметизирующих средств в зависимости от интенсивности искривления и внутреннего избыточного давления. Для остальной части этих промежуточных колонн допускается использование труб с резьбами треугольного профиля и ОТТМ на смазках Р-2 или Р-402.

Для промежуточных колонн, кондукторов и направлений, на которых не устанавливается противовыбросовое оборудование, рекомендуются трубы с резьбовыми соединениями треугольного профиля или ОТТМ на смазках Р-2 и Р-402, допускается применение графитовой смазки по ГОСТ 3333-80.

При использовании гладких безмуфтовых труб типа ОГ рекомендуется применение состава УС-1 в газовых средах и смазок Р-2 или Р-402 в жидких средах.

Трубы с резьбовыми соединениями треугольного профиля по ГОСТ 632-80 в сочетании с лентой ФУМ могут использоваться при внутреннем избыточном давлении газовой среды до 15 МПа и жидкой среды до 20 МПа.

Трубы с муфтами, металлизированными цинковым уплотнением, используются только в скважинах с жидкой средой при давлениях до 10 МПа и глубинах до 1500 м.

Выбор типа резьбового соединения и герметизирующего материала для интервалов колонн, рассчитываемых на наружное избыточное давление производится как для жидкой среды, исходя из максимальных избыточных наружных давлений, равных внутренним избыточным давлениям.

До полного удовлетворения потребности нефтегазовой промышленности в трубах, с резьбовыми соединениями повышенной герметичности при проектировании колонн следует выбирать соединения наиболее простой конструкции с использованием соответствующих конкретным условиям герметизирующих средств.

Зарубежные высокогерметичные резьбовые соединения могут быть использованы для замены соединений ОТТГ и ТБО в первую очередь в газовых скважинах и в нефтяных скважинах с аномально высокими пластовыми, давлениями.

14 ТЕХНОЛОГИЯ РАЗОБЩЕНИЯ ВСКРЫТЫХ БУРЕНИЕМ ПЛАСТОВ

14.1 Технология разобщения пластов в скважине

Цели и задачи разобщения

Основной целью разобщения пластов является не допущение перетоков из одного пласта в другой, водогазонефтепроявлений в заколонном пространстве и поступления пластовых флюидов на поверхность. При этом решается основная задача - экологическая, т.е. исключается возможность загрязнения недр и окружающей среды, ухудшение коллекторских свойств пласта; снижается вероятность преждевременного обводнения скважин; устраняются утечки продукта; уменьшается опасность возникновения аварийной ситуации близ скважины и несчастных случаев с людьми и т.д.

Требования к качеству, разобщения

К качеству разобщения предъявляются следующие требования:

- разобщающая среда не должна быть герметичной при тех перепадах давления, которые существуют или могут возникнуть между проницаемыми пластами;
- разобщающая среда должна постоянно иметь плотный контакт с окружающими горными породами и поверхностью обсадной колонны, герметичность которого не должна нарушаться при любых возможных деформациях обсадных труб;
- разобщающая среда должна быть долговечной, т.е. не должна разрушаться под воздействием пластовых жидкостей, газов, бактерий и при изменениях температур, возможных в период бурения;
- герметичность разобщения не должна нарушаться под действием ударных нагрузок, которые возникают при работе в скважине;
- разобщающая среда должна быть термостойкой, т.е. не разрушаться от длительного воздействия температур, а также при смене положительной температуры на отрицательную и наоборот.

Основным методом разобщения пластов в настоящее время является цементирование, т.е. заполнение заданного интервала заколонного пространства скважины раствором, способным затвердевать, превращаясь в непроницаемый камень. В зависимости от характера решаемых задач цементирование можно подразделить на следующие способы.

1. Способ первичного цементирования.
2. Способ ремонтного цементирования.
3. Способ изоляции зон поглощений.
4. Способ установки мостов.

14.2 Способы первичного цементирования

Первичное цементирование осуществляется сразу же после спуска обсадной колонны. Цель цементирования заключается в разобщении пластов друг от друга, повышении устойчивости стенок скважины, защите обсадной колонны от смятия и коррозии и т.д. Существуют одноступенчатый, многоступенчатый, манжетный и обратный способы цементирования.

Сущность одноступенчатого цементирования заключается в следующем. Тампонажный раствор цементирующими агрегатами подается на цементирующую головку. Отсоединяют нижнюю пробку, и расчетное количество раствора тампонажного закачивают в колонну. После закачки освобождают верхнюю разделительную пробку и поверх нее закачивают продавочную жидкость. Нижняя пробка, двигаясь вниз, садится на упорное кольцо. Под действием перепада давления диафрагма в пробке разрушается, и раствор через отверстия в башмаке и башмачном патрубке продавливается в заколонное пространство. Т. к. плотность тампонажного раствора выше чем плотность промывочной жидкости, то, начиная с этого момента времени давление на насосах начинает расти. В момент посадки верхней пробки давление резко (скачкообразно) растет. Это является сигналом остановки насосов. Чтобы не произошло нарушений в колонне в момент "стоп" рекомендуется закачку последней порции продавочной жидкости вести на низкой скорости. Если колонна оборудована обратным клапаном, то давление

сравливаются. При сравливании вытекает небольшое количество продавочной жидкости. После этого кран на головке закрывают и следят за избыточным давлением в колонне, которое не должно превышать допустимого.

Двухступенчатое цементирование осуществляется двумя способами с разрывом во времени и без разрыва во времени.

В первом случае сначала закачивают первую порцию тампонажного раствора в количестве, необходимом для заполнения затрубного пространства от башмака до цементировочной муфты. Закачку производят через башмак. Освобождают разделительную пробку и закачивают продавочную жидкость в объеме равном объему колонны от упорного кольца до цементировочной муфты. Затем освобождают вторую разделительную пробку и поверх нее снова закачивают продавочную жидкость. Первая пробка проходит через цементировочную муфту. Вторая же пробка садится на нижнюю втулку муфты и перекрывает проходной канал. Так как нагнетание жидкости продолжается, то давление возрастает, шпильки удерживающие втулку срываются и последняя перемещается вниз, открываются отверстия, через которые продавочная жидкость выходит в заколонное пространство. Промывают верхний интервал до тех пор, пока не затвердеет тампонажный раствор в нижнем интервале. После чего закачивают вторую порцию цементного раствора и спускают верхнюю разделительную пробку. Закачивают, продавочную жидкость. Ее объем равен объему колонны от муфты до цементировочной головки. Верхняя пробка садится на верхнюю втулку муфты, сдвигает ее вниз до упора и тем самым перекрывает отверстия.

Ступенчатое цементирование с разрывом во времени целесообразно применять:

- если при одноступенчатом способе не возможно избежать поглощений;
- если вскрыт пласт с АВПД;
- если для одноступенчатого цементирования требуется одновременное участие большого количества техники.

Недостатком данного способа является большой разрыв во времени между цементированием нижнего участка и. верхнего.

Последовательное ступенчатое цементирование осуществляется аналогично, только в следующей последовательности: первая порция тампонажного раствора, нижняя пробка, первая порция продавочной жидкости, вторая разделительная пробка, вторая порция тампонажного раствора, третья разделительная пробка, продавочная жидкость.

Этот способ целесообразно применять:

- когда мощность цементируемых насосов недостаточна для проведения операции в один прием;
- когда необходимо использовать тампонажные материалы с различными физико-механическими свойствами;
- когда отсутствует достаточное количество агрегатов для осуществления операции в один прием.

Недостаток этого способа - более высокие давления на пласт и стенки скважины, чем при цементировании с разрывом во времени.

При использовании одного из указанных способов ступенчатого цементирования должны быть соблюдены следующие требования:

- обеспечение превышения давления составного столба буферной жидкости, бурового и тампонажного растворов над пластовым не менее чем на $10-15 \text{ кгс/см}^2$ с учетом снижения давления столба тампонажного раствора в период ОЗЦ до гидростатического жидкости, затворения;
- обеспечить величины общего давления, действующего на пласты в цементируемом интервале на $10-15 \%$ ниже давления, вызывающего их гидроразрыв или поглощение;
- обеспечение окончания процесса цементирования в сроки, регламентируемые подобранной рецептурой тампонажного раствора.

Манжетное цементирование обсадных колонн рекомендуется применять в случаях необходимости полного исключения воздействия тампонажных растворов на продуктивные пласты.

Манжетное цементирование. При этом способе в оснастку низа обсадной колонны включают цементирующую муфту, а на наружной поверхности укрепляют манжету в виде воронки. При закачке расчетного количества тампонажного раствора последний отделяют от промывочной и продавочной

жидкостей двумя разделительными пробками так же, как вторую порцию при последовательном ступенчатом цементировании. Первая для открытия, вторая для закрытия муфты. Манжета служит для предотвращения попадания раствора в зону фильтровой части обсадной колонны.

Обратное цементирование. В этом случае обсадная колонна спускается без обратного клапана и упорного кольца, а устье оборудуется головкой с кранами высокого давления и лубрикатором, головку соединяют трубопроводом с циркуляционной системой буровой, заколонное пространство скважины герметизируют превентором.

Цементный раствор закачивают непосредственно в заколонное пространство; вытесняемая им промывочная жидкость поднимается вверх по обсадной колонне и через устьевую головку и трубопровод направляется в очистную систему. После того как первая порция тампонажного раствора войдет в башмак колонны, насосы останавливают, краны на устьевой головке закрывают и скважину оставляют в покое на период твердения раствора.

При обратном цементировании на стенки скважины оказывается меньшее давление, достигается полное замещение промывочной жидкости. Однако, качество цементного раствора против башмака хуже вследствие смешения последнего с промывочной жидкостью.

Обратное цементирование целесообразно применять:

- если из-за опасности поглощения одноступенчатое цементирование невозможно;
- при отсутствии достаточного количества техники.

14.3 Цементирование с созданием в процессе ОЗЦ в заколонном пространстве избыточного давления

При креплении скважины на месторождениях с АВПД, а также газовых скважин и скважин на ПХ1 нередки заколонные газоводонефтепроявления. Как правило, заколонные проявления протекают в период ОЗЦ.

Одной из основных причин может явиться снижение гидростатического давления столба тампонажного раствора за счет явлений зависания. Снижение

давления может быть ниже пластового. Тампонажный материал в этот период обладает еще весьма высокой проницаемостью. Работами ВНИИБТ установлено, что водопроницаемость тампонажных растворов в период ОЗЦ выше проницаемости многих водо- и нефтенасыщенных песчаников. При этом создаются условия для проникновения газа в тампонажный материал и гидроразрыву твердеющего камня. Установлено, что для появления гидроразрыва необходим перепад давления 4-5 кгс/см² на 1м. По образующемуся каналу устремляется газ, производя дополнительные разрушения цемента. Кроме того, газ, заполняя поровые пространства цементного камня, вытесняет оттуда воду затворения. При этом дальнейший процесс гидратации и залечивания пор замедляется. В конечном итоге сформированный камень будет обладать значительной проницаемостью.

Для устранения этого предложено после закачивания тампонажного раствора в заколонное пространство на устье скважины создать избыточное наружное давление. При этом режим поддавки регулируется так, чтобы давление на пласт оставалось в течение всего процесса ОЗЦ постоянным.

14.4 Обоснование способа цементирования.

Расчет технико-технологических параметров процесса цементирования

В зависимости от геологических условий разбуриваемой площади, высоты подъема тампонажного раствора, опасности возникновения газопроявлений необходимо обосновать способ цементирования - прямой (одноступенчатый, многоступенчатый, с разрывом во времени, без разрыва во времени), обратный, метод встречных заливок и т.д.

Целью расчета процесса цементирования является определение потребного количества тампонажных материалов, жидкости затворения, продавочной и буферной жидкостей; числа цементировочных агрегатов и цементосмесительных машин; технологических параметров процесса цементирования (объем и производительность цементировочных агрегатов при продавке). Зная эти данные, определяется планируемое время цементирования

обсадной колонны и, при необходимости, производится подбор реагентов и их количество.

Расчет технологических параметров процесса цементирования можно разбить на четыре этапа:

- определение потребного количества материала для приготовления тампонажного раствора и осуществления процесса цементирования;
- обоснование технологических параметров процесса закачивания тампонажного раствора;
- обоснование технологических параметров процесса закачивания продавочной жидкости;
- определение планируемого времени цементирования.

14.5 Обоснование потребного объема материалов для приготовления тампонажного раствора

Объем тампонажного раствора определяется объемом кольцевого пространства в интервале цементирования. Цементирование может быть осуществлено раствором на основе тампонажного портландцемента на всю высоту, либо частично. В последнем случае оставшаяся часть заполняется облегченным (утяжеленным) тампонажным раствором. Условно разделим применяемые в этом случае тампонажные растворы на "бездобавочные" и "облегченные".

Объем "бездобавочного" тампонажного раствора V_6 :

$$V_6 = 0,785 \cdot \left\{ (K \cdot D_d)^2 - d_n^2 \right\} \cdot L_6 + d_b^2 \cdot l_c \}. \quad (14.1)$$

Объем "облегченного" тампонажного раствора:

$$V_o = 0,785 \cdot \left\{ (K \cdot D_d)^2 - d_n^2 \right\} \cdot (H - L_6), \quad (14.2)$$

где: L_6 - высота подъема "бездобавочного" тампонажного раствора в заколонном пространстве, м;

l_c - расстояние от башмака обсадной колонны до кольца "стоп", м.

Потребное количество тампонажного материала.

Количество тампонажного материала (портландцемента) для приготовления единицы объема "бездобавочного" тампонажного раствора:

$$q_6 = \frac{\rho_6}{1 + B/T} \cdot \quad (14.3)$$

Потребное количество материалов для приготовления единицы объема тампонажного раствора необходимой плотности (ρ_0) определяется из решения системы уравнений:

$$q_0 = \frac{\rho_0}{1 + B/T};$$

$$q_0 = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i}{\rho_{Ti}} + \frac{B/T}{\rho_{ж}}}, \quad (14.4)$$

где: B/T - водотвердое отношение;

a_i - массовая доля i - го компонента твердого вещества в тампонажной смеси;

ρ_{Ti} - плотность i - го компонента твердого вещества тампонажной смеси, кг/м³;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости затворения, кг/м³.

Общая масса тампонажного материала для приготовления тампонажных растворов ($M_{i\text{ тм}}$):

$$M_{i\text{ тм}} = K_T \cdot q_i \cdot V_{i\text{ тр}}, \quad (14.5)$$

где: $K_T = 1,03 - 1,06$ - коэффициент, учитывающий потери цемента при транспортировке и затворении.

Масса компонентов тампонажной смеси:

$$M_{a_i} = a_i \cdot M_{i\text{ тм}}. \quad (14.6)$$

Количество жидкости затворения для приготовления тампонажных растворов:

$$M_{ж\ i} = K_B \cdot B/T \cdot M_{i\text{ тм}}, \quad (14.7)$$

где: $K_B = 1,06 - 1,10$ - коэффициент, учитывающий потери воды при затворении.

Количество химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (тампонажного камня) определяется в зависимости от процентного содержания химреагента по отношению к массе сухого тампонажного материала.

Необходимый объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр ж}} = \Delta \cdot (0,785 \cdot D_B^2 \cdot L_c + V_m), \quad (14.8)$$

где: V_m - объем трубопроводов, связывающий цементируемые агрегаты с цементирующей головкой, м³. Принимается равным $=0,5\text{м}^3$

Δ - коэффициент сжимаемости продавочной жидкости (принимается равным 1,02 - 1,04).

Необходимый объем буферной жидкости, требуемый для разделения бурового и тампонажного растворов, когда нижняя разделительная пробка не используется, определяется в соответствии (10, стр. 90-92)

Обоснование числа смесительных машин и цементируемых агрегатов при закачивании и продавливании тампонажных растворов.

Определяется число смесительных машин ($n_{\text{см}}$):

$$n_{\text{см}} = \frac{M_{\text{тм}}}{m \cdot V_{\text{бун}}}, \quad (14.9)$$

где: $M_{\text{тм}}$ - насыпная масса сухой тампонажной смеси, кг/м³;

$V_{\text{бун}}$ - емкость бункера смесительной машины, м³.

Процесс закачивания тампонажного раствора должен осуществляться с максимальной производительностью». При этом производительность цементируемых агрегатов должна примерно соответствовать производительности смесительных машин.

Число цементируемых агрегатов в этом случае определяется соотношением:

$$n_{\text{ц а}} = \frac{Q_{\text{ц а}}}{q_{\text{ц а}}}, \quad (14.10)$$

а их общая производительность:

$$Q_{\text{ц а}} = q_{\text{см}} \cdot n_{\text{см}}, \quad (14.11)$$

где: $q_{см}$ - производительность одной смесительной машины, $м^3/с$;

$Q_{ца}$ - суммарная производительность цементируемых агрегатов, $м^3/с$;

$q_{ца}$ - максимальная производительность цементируемого агрегата, $м^3/с$.

При закачивании продажной жидкости число цементируемых агрегатов увеличивается на один агрегат, что связано с необходимостью "сравливания" разделительной пробки.

В процессе закачивания тампонажного раствора или продажной жидкости возможны следующие осложнения:

- поглощения тампонажного раствора из-за превышения гидростатического давления составного столба жидкостей в заколонном пространстве над пластовым давлением;

- разрыв сплошности потока закачиваемых жидкостей из-за повышенной плотности тампонажного раствора по сравнению с плотностью промывочной жидкости.

При этом процесс закачивания жидкостей начинают с максимальной производительностью постепенно снижая до минимальной. Последние 1 - 1,5 $м^3$ продажной жидкости закачивают одним агрегатом на 1 скорости.

14.6 Подготовительные работы к цементированию

Подготовка тампонажных материалов

Тампонажный материал в зависимости от геолого-технических условий пробуренной скважины должен выбираться в соответствии с геологическими условиями цементирования скважин (по пластовым давлениям и температурам).

Выпускаемые промышленностью для крепления скважин тампонажные материалы должны удовлетворять требованиям ГОСТ 1581-91 или соответствующих технических условий.

Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны следует определять с учетом данных профилометрии и имеющегося опыта цементирования скважин на конкретной площади.

Количество тампонажного материала, затареного в смесители, необходимо контролировать взвешиванием.

Подбор рецептуры тампонажного раствора необходимо производить за-5 суток до цементирования в соответствии с методиками, а результаты вносить в карточку "испытание проб тампонажного раствора".

Подбор рецептур тампонажного раствора для конкретных условий должен осуществляться производственными лабораториями тампонажных и буровых организаций, а для отдельных глубоких скважин - соответствующими лабораториями территориальных научно-исследовательских организаций.

Если со дня выбора рецептуры до начала цементирования прошло 10 суток, то рецептуру следует подвергнуть контрольной проверке и в случае необходимости - корректировке.

Проведение цементирования при отсутствии результатов контрольных испытаний проб тампонажного материала и рецептуры раствора запрещается .

Доставка тампонажных материалов на буровую, как правило, должна осуществляться специально оборудованными транспортными средствами (цементосмесительными машинами, цементовозами, контейнерами и т.д.). При транспортировке и в процессе хранения тампонажных материалов на объектах должна быть обеспечена надежная их защита от атмосферных осадков, паводковых вод и т.п.

Рекомендуется применять тампонажные смеси, как правило, заводского приготовления. В случае использования тампонажных смесей, приготавливаемых непосредственно при загрузке цементосмесительных машин, необходимо произвести 2-3 кратное перетаривание сухой смеси из одного бункера в другой. Перебункеровке подлежат также тампонажные материалы, которые хранились в цементосмесительных машинах более 2 суток перед началом цементирования.

Лежалые тампонажные материалы следует подвергнуть диспергированию с помощью дезинтеграторных установок, мельниц и других устройств или применять активацию тампонажного материала (раствора).

Подготовка цементирующего оборудования

Заявка (заказ) на цементирование обсадной колонны должна быть передана в тампонажную службу за 6-7 суток и подтверждена за сутки до проведения работ; в зависимости от местных условий эти сроки могут быть скорректированы.

При подготовке к выезду на буровую следует очистить мерные емкости агрегатов, проверить соответствие размеров цилиндрических втулок и поршней цементирующих насосов ожидаемому давлению, наличие и исправность манометров высокого и низкого давлений, предохранительных клапанов и запорных устройств, а у цементосмесительных машин - соответствие размеров насадок заданной плотности тампонажных растворов.

Цементирующие головки должны быть оборудованы манометрами, кранами высокого давления и заблаговременно опрессованы на полуторакратное максимальное рабочее давление, которое ожидается при цементировании.

Конструкция цементирующей головки, как правило, должна обеспечивать возможность предварительного размещения в ней цементирующей пробки, удерживаемой с помощью стопоров (шпилек), и исключать возникновение перепада давления над пробкой при цементировании.

Если ожидаемое рабочее давление при цементировании превышает 20,0 МПа, следует заблаговременно проверить рабочие соединения манифольдов цементирующих агрегатов и опрессовать их поэлементно на полуторакратное ожидаемое давление.

Бункеры цементосмесительных машин и цементовозов перед загрузкой в них шлаковых цементов должны быть тщательно очищены от портландцемента и смесей с его включением, промыты и просушены, а автоцистерны - очищены от загрязнения.

Потребное количество единиц цементирующей техники необходимо определять исходя из технических характеристик, объема тампонажных смесей и продажной жидкости с учетом завершения процесса цементирования за расчетное время.

Подготовка к процессу цементирования

До начала спуска обсадной колонны на буровой при необходимости следует произвести планировку площадки для размещения цементирующей техники, установку емкостей и монтаж дополнительных водоводов и освещения.

Расстановку и обвязку цементирующей техники на буровой следует производить в соответствии с утвержденной типовой схемой и обеспечивать горизонтальность размещения цементирующих агрегатов

При цементировании, как правило, должны применяться осреднительные емкости, блок-манифольд и станция контроля цементирования (СКЦ).

До начала цементирования в мерных емкостях цементирующих агрегатов должна быть приготовлена согласно рецептуре жидкость затворения с 10 % - ным резервным объемом, а оставшиеся их свободные емкости следует заблаговременно заполнить буферной и продавочной жидкостями.

Обвязка агрегатов с цементирующей головкой должна предусматривать наличие отдельной напорной линии для продавливания верхней цементирующей пробки после закачивания тампонажного раствора.

Перед цементированием обвязка агрегатов должна быть опрессована давлением в 1,5 раза превышающим максимальное ожидаемое давление при цементировании.

При цементировании обсадных колонн рекомендуется использовать буферные жидкости. При подборе рецептуры буферной жидкости (исключая вязкоупругий разделитель) рекомендуется выполнять условие, при котором плотность и вязкость должны находиться в пределах промежуточных значений аналогичных параметров разделяемых бурового и тампонажного растворов.

Для предупреждения возникновения осложнений при использовании буферной жидкости следует также проверить характер воздействия ее на буровой и тампонажные растворы, при этом ухудшение их свойств не допускается.

Потребное количество буферной жидкости должно быть определено согласно расчетной методике.

Организация процесса цементирования обсадных колонн

Руководство процессом цементирования осуществляет ответственный представитель тампонажной службы по плану работ на крепление скважины, утвержденному буровой организацией. Он проверяет готовность цементирующей техники к выполнению операций, проводит инструктаж с персоналом по очередности ввода в работу машин, заданному режиму работы агрегатов, допустимым максимальным давлениям, значениям плотности тампонажного раствора, а также распределяет объемы продажной жидкости и дает другие указания в соответствии с планом.

В случае возникновения осложнений при цементировании, вызванных поглощением бурового или тампонажного раствора, газонефтепроявлениями и др., дальнейшие операции по цементированию следует согласовать с ответственным представителем буровой организации.

Запрещается начинать цементирование обсадной колонны при наличии газонефтепроявления в скважине.

Для обеспечения наиболее полного замещения бурового раствора в затрубном пространстве тампонажным рекомендуется:

- понижать статическое напряжение сдвига и вязкость промывочной жидкости в процессе промывки скважины перед цементированием до минимально допустимых значений, регламентируемых ГТН;
- применять комплекс элементов технологической оснастки обсадных колонн (центраторы, скребки, турбулизаторы) в необходимом количестве, определяемом согласно действующим инструкциям;
- обеспечивать расчетную скорость восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве применительно к конкретным геолого-техническим условиям месторождения с учетом передового производственного опыта крепления скважин в данном районе;
- расхаживать колонну в процессе цементирования при отсутствии возможных осложнений;
- использовать буферные жидкости в соответствии с методикой.

Применение верхней цементирующей пробки с самоуплотняющимися манжетами обязательно. Рекомендуется также использовать нижнюю разделительную пробку.

Если при цементировании обсадной колонны возникнут признаки газонефтепроявлений, то процесс цементирования следует продолжить с регулированием противодавления в заколонном пространстве с помощью превентора.

При цементировании скважины не допускается загрязнение территории буровой использованными тампонажными и буровыми, растворами, а также их сброс в открытое море и другие водоемы.

Приготовление тампонажных растворов и закачивание их в скважину

Приготовление тампонажных растворов, как правило, следует осуществлять с помощью цементосмесительных машин. В случае применения лежалых цемента допускается их затворение с помощью механических смесителей типа ФСМ или других устройств.

Подачу тампонажного материала в смесительное устройство следует начинать после обеспечения стабильного режима работы цементосмесительной машины. Закачивание затворяемого раствора в скважину запрещается.

Время вывода цементосмесительных машин на стабильный режим работы с требуемой плотностью тампонажного раствора не должно превышать 1,5 - 2 мин.

В зависимости от состава тампонажной смеси рекомендуется применять насадки следующих диаметров: для облегченных цемента 16-20 мм, для стандартных цемента 14-16мм, для утяжеленных 10-12мм.

В процессе приготовления тампонажных растворов не допускается колебания их плотности относительно заданной более чем на $\pm 0,03$ г/см³ для чистых портландцементов и $\pm 0,05$ для утяжеленных или облегченных тампонажных смесей.

Непосредственно перед закачиванием тампонажного раствора в скважину рекомендуется ввести в обсадную колонну нижнюю цементирующую пробку

Продавливание тампонажного раствора

Процесс цементирования должен производиться непрерывно, для чего продавку верхней пробки следует выполнять с использованием обвязки согласно методики, а промывку коммуникаций от остатков тампонажного раствора, набор продавочной жидкости и другие вспомогательные операции перекрывать основным процессом.

При цементировании эксплуатационных колонн продавку тампонажного раствора рекомендуется начинать с закачки 2-2,5м³ воды или водного раствора ПАВ (кроме случаев, когда продавочная жидкость - утяжеленный буровой раствор) для обеспечения последующего прохождения геофизических приборов до забоя.

Если после прокачки расчетного объема продавочной жидкости давление "стоп" не зафиксировано, то допускается дополнительное закачивание ее до 5 % сверх расчетного объема.

Для предотвращения резкого повышения давления "стоп" последние 2 % объема продавочной жидкости следует закачивать одним или двумя цементирующими агрегатами на первой скорости.

При использовании насосов буровой установки для продавливания тампонажного раствора рекомендуется применять устройство УОК конструкции ВНИИБТ (Инструкция по применению устройства оборудования низа обсадных колонн (УОК) при цементировании нефтяных и газовых скважин М.,1967).

Давление "стоп", как правило, должно быть выше максимального в конце цементирования на 25-30 кгс/см², но не превышать максимально допустимое давление, определяемое из условий прочности секции обсадной колонны на внутреннее давление с учетом плотностей жидкостей, заполняющих трубное и затрубное пространство.

Контроль за процессом цементирования

Централизованный контроль и управление процессом цементирования обсадных колонн осуществляет, как правило, с помощью станции контроля цементирования (СКЦ).

Параллельно с работой СКЦ в процессе цементирования необходимо:

- в каждом пункте приготовления тампонажного раствора непрерывно производить замеры его плотности ареометром с отбором проб из бачков для затворения и блок-манифольда с последующим их хранением в течении времени ОЗЦ;

- контролировать давление нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометрам высокого давления на цементируемых агрегатах и блок-манифольде;

- учитывать текущий и суммарный объемы закачанных в скважину жидкостей по тарированным емкостям цементируемых агрегатов;

- визуально контролировать характер циркуляции и корректировать режим работы агрегатов в случае возникновения поглощения в скважине.

Давление нагнетания жидкости затворения в смесительную камеру следует контролировать с помощью манометров с пределами измерения 0-40 кгс/см², устанавливаемых на компенсаторах цементосмесительных машин.

После закачивания расчетного объема тампонажного раствора в скважину на диаграмме СКЦ необходимо зафиксировать показание счетчика и установить его стрелку на "0".

При цементировании обсадных колонн с расхаживанием следует непрерывно контролировать характер изменения нагрузок на крюке по индикатору веса и в случае их роста относительно начальных значений расхаживание прекратить и продолжить цементирование в обычном порядке.

Объем закачанного в скважину тампонажного раствора следует контролировать по данным станции контроля цементирования и количеству использованной жидкости затворения. Расхождение фактического и расчетного объемов приготовленного раствора более чем на 5 % не допускается.

14.7 Заключительные работы после цементирования

После окончания продавливания тампонажного раствора избыточное давление на устье обсадной колонны следует снизить до атмосферного и в таком положении оставить скважину на установленное время ОЗЦ.

В случае негерметичности обратного клапана необходимо вновь создать в колонне избыточное давление, величина которого должна быть на 1,0-1,5 МПа выше рабочего и закрыть краны на цементирующей головке.

В период ОЗЦ следует контролировать и регулировать давление на головке, не допуская его роста более 1,5 МПа с записью в буровом журнале времени снижения давления и количество жидкости, поступившей из колонны. После прекращения роста давления необходимо снизить избыточное давление в колонне, до атмосферного.

По окончании цементирования обсадных колонн, перекрывающих пласты с АВПД и газовые горизонты, а также в скважинах склонных к газодонефтепроявлениям, на период ОЗЦ рекомендуется герметизировать заполненное до устья затрубное пространство и обеспечить дежурство цементирующего агрегата, обвязанного с устьем скважин.

Запрещается производство работ, связанных с разбуриванием цементных стаканов и элементов технологической оснастки в колоннах, перекрывающих пласты с АВПД или продуктивные горизонты до окончания установленного времени ОЗЦ и монтажа на устье скважины противовыбросового оборудования.

Продолжительность времени ОЗЦ должна устанавливаться в зависимости от статической забойной температуры $T_{\text{заб.ст.}}$ и составлять

- при $T_{\text{заб.ст.}}$ время ОЗЦ определяется по принятым нормам:

- 16 ч. - при цементировании кондукторов и промежуточных колонн;

- 24 ч. - при цементировании эксплуатационных колонн;

- при $T_{\text{заб.ст.}}$ время для всех видов цементирования колонн (промежуточная, эксплуатационная колонна, "хвостовик") принимается равным не менее 12ч.

В отдельных случаях допускается корректировка сроков ОЗЦ в зависимости от свойств фактически применяемых тампонажных материалов в целях достижения тампонажным камнем необходимой прочности в соответствии с требованиями ГОСТ или ТУ.

При цементировании обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород время ОЗЦ устанавливается на основании лабораторных испытаний .

14.8 Оценка качества цементирования скважин

Для оценки качества цементирования скважин необходимо, как правило, применять оптимальный комплекс геофизических исследований (термометрия, радиоактивный и акустический методы).

Метод термометрии следует применять в случае невозможности использования радиоактивного и акустического методов из-за ограничений (малый диаметр скважины, небольшая разница в плотностях бурового и тампонажного растворов и т.д.)

Не рекомендуется использовать метод термометрии по истечении времени тепловыделения формирующимся цементным камнем, а также в высокотемпературных скважинах и обсадных колоннах, зацементированных шлаковым или гелцементным раствором.

При разнице в плотностях бурового и тампонажного растворов более $0,3 \text{ г/см}^3$ для оценки характера распределения цементного камня за колонной, изменения его плотности, а также эксцентриситета колонны рекомендуется применять радиоактивные цементомеры ЦМТУ-1 и СГДГ-2.

Для определения состояния контакта цементного камня с колонной и породой следует применять акустические цементомеры АКЦ-1 или АКЦ-2.

В целях получения наибольшей информации о качестве цементирования скважин рекомендуется проводить комплексные исследования термометрией, акустическим и радиоактивный цементомерами до и после вскрытия продуктивных пластов перфорацией.

Герметичность обсадной колонны, резьб, оснастки и зацементированного интервала проверяют путем опрессовки. Продавочную жидкость в колонне заменяют на воду. При опрессовке внутреннее давление должно быть не менее чем на 10 % выше, чем ожидаемое давление в период опробывания или эксплуатации скважины.

Колонна считается герметичной, если после замены продавочной жидкости водой не наблюдается перелива жидкости и выделение газа на устье и если в период выдерживания колонны под опрессовочным давлением в течении 30 мин давление не снижается более чем на 0,5 МПа; при $P_{\text{опр}} = 7 \text{ МПа}$

не более 0,3 МПа. Контроль ведут через 5 минут после создания заданного давления.

Герметичность колонны в скважинах, в которых в период эксплуатации, освоения, давление на устье не превышает атмосферного дополнительно проверяют путем снижения уровня жидкости. При этом рекомендуется снижать уровень на 20-50м ниже того, при котором предполагается вызывать приток пластовой жидкости. Глубина снижения уровня не должна превышать величины, при которой избыточное наружное давление может стать больше сопротивляемости труб на смятие. Глубина снижения уровня должна быть не ниже:

Глубина скважины	500	500-1000	1000-1500	1500-2000	2000
Наим. глубина снижения уровня	400	500	650	800	1000

Если продавка осуществлялась на промывочной жидкости, в качестве которой использовалась техническая вода, уровень не снижают, а ограничивают ожиданием.

Колонну считают герметичной, если за 8 часов наблюдения уровень жидкости в ней не поднимется более:

Глубина снижения уровня					
кол.	400	400-600	600-800	800-1000	1000
114-219	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
219	0,50	0,80	1,10	1,30	1,50

Если колонна спущена в несколько приемов, герметичность обычно проверяют после затвердевания тампонажного раствора путем гидравлической опрессовки сначала верхнего участка, затем следующих. Если один из них оказался не герметичным, устраняют обнаруженные дефекты, и повторно опрессовывают, и лишь затем проверяют герметичность следующего участка.

В газовых скважинах герметичность устьевой части дополнительно проверяют путем опрессовки воздухом. Для этого в обсадную колонну спускают НКТ, межколонное пространство герметизируют при помощи превентора или фонтанной арматуры, восстанавливают обратную промывку водой, в которую нагнетают воздух. После того как давление нагнетания

достигнет максимума, задвижку на устье межколонного пространства закрывают, и в НКТ цементировочным насосом закачивают воду до тех пор, пока давление сжатого воздуха в межколонном пространстве не достигнет заданного давления.

Если на кондукторе или промежуточной колонне должен устанавливаться превентор, то его также опрессовывают. При этом необходимо чтобы башмак колонны находился в интервале непроницаемых пород.

15 ИСПЫТАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ.

ЗАДАЧИ И СУЩНОСТЬ ОПРОБЫВАНИЯ

Окончательное решение о наличии нефти и газа в том или ином пласте, о их промышленных запасах можно получить только в результате прямого опробывания, т.е. получение притока нефти или газа из пласта. В задачи опробывания перспективных горизонтов вводят:

- получение притока пластовой жидкости из опробываемого горизонта;
- отбор пробы пластовой жидкости для последующего лабораторного анализа;
- оценка продуктивности объекта;
- оценка коллекторских свойств пласта;
- оценка степени загрязненности пристволенной зоны пласта.

Сущность процесса опробывания заключается в изоляции опробываемого пласта от всех остальных проницаемых объектов и от воздействия столба промывочной жидкости, создания достаточно большой разницы между давлением в пласте и давлением в скважине с целью получения притока пластовой жидкости, регистрации объемной скорости притока и характера изменения давления в скважине против данного объекта на протяжении всего периода опробывания, а также отбор достаточной для анализа пробы пластовой жидкости.

Решить эти задачи можно как в процессе бурения, сразу же после вскрытия данного продуктивного горизонта, так и после завершения процесса бурения всей скважины. В последнем случае решение задач опробывание совмещают с детальным испытанием объекта, если из него получают приток жидкости.

Опробывание пласта в период бурения позволяет получать более достаточные данные, поскольку степень загрязненности пласта меньше. Кроме того, если опробованные пласты оказались непродуктивными, то отпадает необходимость спуска и цементировании обсадной колонны; если непродуктивным оказалась часть объекта, то отпадает необходимость

детального испытания его, перфорация обсадной колонны против таких объектов, а также установка разобщающих мостов.

К опробыванию после окончания бурения прибегает лишь в крайних случаях:

- если породы крайне неустойчивы и эффективное опробывание в процессе бурения невозможно или ненадежности разобщения данного объекта от других проницаемых объектов и воздействия давления столба промывочной жидкости;
- если аппаратура непригодна для опробывания данного объекта, например, вследствие высокой температуры.

В процессе бурения объекты опробывают сверху вниз. После окончания бурения - снизу-вверх.

Для опробывания объектов в процессе бурения используют специальные аппараты. Их можно выделить в три группы.

1. Аппараты, спускаемые на каротажном кабеле. С их помощью можно отобрать небольшое количество нефти или газа ($5-20 \text{ дм}^3$), зарегистрировать характер изменения давления и температуры за период отбора.

Достоинства - минимальный объем подготовительных работ, минимальные затраты времени на спуск и подъем аппарата и отбор пробы, минимальная степень загрязненности объекта.

Недостатки - малый объем информации, что связано с ограниченной вместимостью баллона и с тем, что исследование охватывает лишь незначительную часть мощности объекта.

2. Аппараты, спускаемые на колонне бурильные труб. Их называют пластоиспытателями.

Основные недостатки пластоиспытателей - необходимость выполнения довольно значительного объема подготовительных работ, значительные затраты времени на СПО, возможность более существенного загрязнения подлежащего опробыванию объекта промывочной жидкостью за время подготовительных работ и спуска аппарата, большая стоимость работ.

3. Аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб непосредственно перед началом опробывания объекта. Такие аппараты

позволяют опробывать тот объект, который в данный момент разбуривается. Основные достоинства - возможность опробывания объекта, пока он не загрязнен промывочной жидкостью; минимальные затраты времени на СПО и подготовительные работы; минимальная стоимость работ.

Недостатки - сравнительно малый объем отбираемой пробы и недостаточный объем получаемой информации, возможность их использования только в роторном бурении.

Аппараты первой и третьей группы используются в основном в качестве оперативных средств для получения первичной информации. Пластоиспытатель - в тех объектах, где подтверждено данными геофизики наличие нефти или газа.

Пластоиспытатели, спускаемые на бурильных трубах

Современный пластоиспытатель состоит из следующих узлов - фильтра, пакера, опробывателя (пластоиспытателя с уравнительными и главным впускным клапанами), запорного и циркуляционного клапанов.

Основные узлы трубного пластоиспытателя типа КИИ (комплект испытательных инструментов) УфНИИ, ГрозНИИ.

В состав КИИ входят:

Фильтр - предназначен для пропуска жидкости из пласта в пластоиспытатель в период опробывания и для задержания сравнительно крупных частиц породы. Состоит из двух секций, разделенных между собой заглушкой. Верхняя секция представляет собой патрубок с резьбой на концах, в стенках которого профрезованы продольные щели. Нижняя секция имеет радиальные щели для сообщения со скважиной. Длина фильтра 3,5 - 1 м.

В процессе опробывания возможна коагуляция щелей фильтра. При этом скорость поступления пластовой жидкости уменьшается. Для разграничения уменьшения скорости притока вследствие коагуляции от других причин необходимо знать изменение давления. Для этого в обеих секциях помещают глубинные манометры. Манометр в нижней секции регистрирует давление в скважине. Различие в показаниях манометров является признаком закупорки щелей. К нижней секции снизу присоединяют опорный башмак. Фильтр должен находиться непосредственно против того участка

пласта, из которого предстоит получить приток. Если расстояние от этого участка до забоя больше длины фильтра, то к последнему присоединяют хвостовик. На конце хвостовика навинчивают башмак.

Пакер - служит для разобщения подлежащего опробыванию объекта от остальной части скважины. Используют пакеры механического и гидравлического действия. Пакер состоит из полого штока, на который насажены цилиндрический резиновый уплотнительный элемент, корпуса с верхним переводником, нажимной головки, лепестковой металлической опоры, нижнего переводника и шпоночного соединения для передачи вращения от корпуса к штоку и нижнему переводнику.

При постановке башмака на забой создается частью веса инструмента нагрузка, корпус пакера будет перемещаться вниз относительно передвижного штока, который через нижний переводник соединен с фильтром. При перемещении корпуса вниз нажимная головка прижимает резиновый элемент к металлической опоре, и сдавливает его в осевом направлении: при этом в радиальном направлении резиновый элемент расширяется и плотно прижимается к стенкам скважины, лепестковая опора препятствует затеканию резины и служит нижней опорой. По окончании опробывания при приложении осевой растягивающей силы элемент сокращается в радиальном направлении, а пластины лепестковой опоры вновь возвращаются в исходное транспортное положение - в период опробывания нижние узлы могут быть прихвачены.

Для их освобождения в компоновку включают гидравлический опробователь. В его состав входят:

- уравнильный клапан (для перетока жидкости промывочной при спуске пластоиспытателя);
- главный или впускной клапан (должен препятствовать поступлению промывочной жидкости в полость пластоиспытателя из скважины при спуске);
- тормозная камера с поршнем (гидравлическое реле времени) предназначена для задержки открытия впускного клапана на некоторый наперед заданный интервал времени после создания на пластоиспытатель осевой сжимающей силы;

- штуцер для ограничения скорости притока пластовой жидкости в период опробывания и уменьшения ударной нагрузки на хвостовик в момент открытия впускного клапана;

- шток и корпус, предназначенные для размещения названных устройств, а также для передачи осевых усилий и вращающего момента от колонны труб к расположенным ниже узлам.

В период спуска пластоиспытателя шток занимает наивысшее положение; отверстия впускного клапана закрыты гильзой, уравнильный клапан открыт. При создании же осевой нагрузки шток опускается относительно корпуса в нижнее положение: при этом сначала сальник закрывает уравнильный клапан, а затем нижний конец штока выходит из гильзы, открывая отверстия впускного клапана. Сжимающая осевая нагрузка может возникнуть при посадке инструмента на уступ, прихвате и т.д. чтобы впускной клапан не сработал, в опробывателе устанавливают тормозную камеру. Поршень тормозной камеры посажен с некоторой свободой по наружной проточке штока. Поршень делит полость камеры на две части - нижнюю и верхнюю. Они могут сообщаться друг с другом через узкий канал в поршне, если на испытатель действует сжимающая сила, а также через зазор большего сечения между поршнем и штоком, открывающейся в случае приложения к пластоиспытателю осевой растягивающей силы.

Когда шток под действием осевой сжимающей силы стремится опуститься вниз относительно корпуса, с ним также перемещается и поршень. Перемещению же поршня препятствует жидкость, находящаяся в нижней части камеры. Так как в этот период жидкость может перетекать из нижней в верхнюю полость только- через узкий канал в поршне, - то скорость опускания штока и поршня будет зависеть от гидродинамических сопротивлений этого канала, а длительность перемещения штока от размеров камеры.

Гидравлическое сопротивление канала можно регулировать изменением его длины и вязкости жидкости в камере. Для этого поршень изготовлен из двух деталей, соединяемых между собой при помощи резьбы.

Запорный поворотный клапан служит для прекращения притока пластовой жидкости в полость колонны бурильных труб при закрытом

уравнительном клапане. Задачи опробывания более полно решаются при использовании запорного клапана многократного действия.

Циркуляционный клапан. Этот клапан позволяет промывать скважину после завершения опробывания и освобождения пакера, а также установить всевозможные ванны в случае прихвата бурильным труб. Цель промывки - заменить промывочную жидкость, которая могла в период опробывания газироваться, на свежую, негазированную, а также при необходимости, вытеснить пластовую жидкость из колонны бурильных труб на устье.

Измерительные приборы. Перед спуском в скважину в пластоиспытателе устанавливаются глубинные манометры и термометры. Они устанавливаются с целью регистрации давления и температуры. Рекомендуется устанавливать несколько глубинных манометров - в фильтре, между главным и запорным клапанами. Длительность работы глубинных приборов должна быть достаточной на весь период опробывания. Регулировка длительности работы приборов производится с помощью часового механизма.

Пробоотборники. Для отбора пробы пластовой жидкости в период опробывания при давлении, максимально приближающемся к пластовому, используют специальные пробоотборники. Они устанавливаются ниже запорного клапана. При создании осевой нагрузки на пластоиспытатель для пакеровки нагрузка передается на патрубок, размещенный в корпусе пробоотборника. При его перемещении открываются размещенные по его торцам два клапана, при снятии нагрузки патрубок возвращается в первоначальное положение и клапана закрываются. Отсеченная жидкость вместе с прибором подымается на устье.

15.1 Технология процесса опробывания

Подготовительные работы

Перед опробыванием необходимо:

- уточнить интервал опробывания;
- уточнить место установки пакера;
- выбрать состав комплекта пластоиспытателя;

- выбрать величину депрессии на объект;
- провести работы по обеспечению СПО без осложнений;
- оборудовать устье.

После вскрытия продуктивного горизонта по данным геофизических исследований уточняется число, мощность и глубины залегания проницаемых пластов, возможная их проницаемость, конфигурация ствола скважины и т.д. Эти данные служат для решения первых двух задач.

При выборе величины депрессии должны быть учтены следующие факторы:

- тип залежи. Если залежь газоконденсатная, величину депрессии целесообразно выбирать так, чтобы предотвратить опасность выпадения конденсата в коллекторе, что приведет к снижению коллекторских свойств пласта. Если залежь нефтяная, то необходимо учитывать давление упругости растворенного газа;

- устойчивость пород. Под влиянием значительной величины депрессии, стенки скважины могут разрушаться, и частицы разрушенной породы могут закупоривать фильтр глинистой корки, относительная плотность должна быть близкой к коэффициенту аномальности, чтобы не могло возникнуть дифференциального давления, способствующего прихвату.

При спуске пластоиспытателя возможны большие гидродинамические давления, вследствие малых зазоров. Для уменьшения гидродинамического давления необходимо ограничивать скорость спуска инструмента, поддерживать предельное статическое и динамическое напряжение сдвига и вязкость на минимально необходимом уровне. Если предполагается создание высокой депрессии близкой к устойчивости пакера, то целесообразно включать два пакера, располагая один над другим.

Перед спуском в скважину все узлы пластоиспытателя проверяют на герметичность путем опрессовки гидравлическим давлением, превышающим максимально возможную начальную депрессию. Узел признают герметичным, если за 10 мин. испытания давление не снизилось.

Большое внимание должно быть уделено герметичности и прочности бурильных труб. Целесообразно перед проведением испытания провести

дефектоскопию. Бурильные трубы должны быть рассчитаны также на растяжение и разрыв.

Выбор места установки и размера пакера

При выборе интервала для установки пакера определяется необходимая минимальная длина этого интервала, его диаметр и местоположение по стволу скважины. Минимальная длина интервала зависит от глубины установки пакера, точности замеров каротажного кабеля и бурильных труб определяется из соотношения:

$$l = \Delta \cdot H + 2, \quad (15.1)$$

где: Δ - величина относительной погрешности в замерах глубины скважины каротажным кабелем и бурильными трубами:

$$\Delta = \frac{h_k - h_{тр}}{h_k}, \quad (15.2)$$

где: h_k - глубина скважины по каротажному кабелю;

$h_{тр}$ - глубина скважины по замеру бурильных труб;

l - минимально-допустимая длина интервала для установки пакера, м;

H - глубина установки пакера.

Выбранный для установки пакера интервал скважины по всей длине должен быть представлен устойчивыми породами с минимальной кавернозностью. Возможны три варианта выбора интервала для установки пакера:

1) В непроницаемой кровле испытуемого объекта - наиболее рациональный вариант.

2) В устойчивой части ствола скважины над кавернозной кровлей испытуемого объекта. Такая установка возможна только при условии, если в кавернозной части под пакером нет "посторонних" проницаемых интервалов.

3) В верхней (проницаемой) части испытуемого интервала. Такую установку пакера осуществляют в тех случаях, когда выше испытанного объекта ствол скважины на большом протяжении (50 - 100м) обладает повышенной кавернозностью, или когда под данным объектом расположен другой, высокопроницаемый горизонт и прослои между ними кавернозны или малы по мощности. Такую установку пакера можно применять только при

условии, если проникаемая мощность опробуемого интервала в 2 раза и более превышает минимально допустимую длину для установки пакера.

Во всех случаях интервал для установки пакера выбирают так, чтобы длина хвостовика не превышала 50 м. Увеличение интервала между пакером и забоем более 50 м допускается только в порядке исключения.

Если имеющаяся мощность интервала для установки пакера менее допустимой, но не менее 4 м. установку пакера следует проводить методом точной привязки. Для этого по данным кавернометрии или профилометрии определяют интервал установки пакера. Затем спускают бурильные трубы с воронкой до такой глубины, чтобы воронка находилась на 15-30 м выше выбранного интервала установки пакера. Спускают каротажный зонд через трубы. Проводят каротажную запись участка открытого ствола скважины ниже труб, чтобы определить положение воронки относительно каротажной записи разреза скважины с точным замером наращиваемых труб, допустить их до забоя и определить истинное расстояние от забоя до выбранной по кавернограмме точки интервала установки пакера, т.е. определяют необходимую длину хвостовика. Погрешность установки пакера по этому методу составляет не более $\pm 0,5$ м и практически не зависит от глубины.

Проходимость пакера по стволу скважина и устойчивость герметичной пакеровки при испытании характеризуется коэффициентом пакеровки:

$$K_{\pi} = \frac{D_c}{D_{\pi}}, \quad (15.3)$$

где: D_c - диаметр скважины;

D_{π} - диаметр пакера.

В зависимости от конкретных условий испытания каждый пакерующий элемент по величине может быть отнесен к одной из следующих групп:

1) пакеры повышенной устойчивости $1,06 < K_{\pi} < 1,10$. Пакеры этой группы следует применять в тех случаях, когда требуется удерживать повышенные перепады давления (25 МПа и более), где ствол скважины находится в хорошем состоянии, не имеет сужений или уступов (поскольку пакеры этой группы имеют пониженную проходимость по стволу скважины).

Если ствол скважины имеет сужения и планируется работа при повышенных перепадах давления, для установки пакера следует забурить зумпор долотом меньшего диаметра за 10 - 15м. до кровли испытываемого объекта.

2) пакеры средней устойчивости и проводимости 1,1 $K_{п}$ 1,14. Такие пакеры следует применять для работы с перепадом давления от 15 до 25 МПа в скважинах с незначительными сужениями.

3) пакеры повышенной проходимости 1,14 $K_{д}$ 1,18. Такие пакеры следует применять в скважинах, осложненных сужениями ствола над интервалом установки пакера, и только в случаях, когда удерживаемый перепад давления не превышает 16 МПа.

Применение пакера с диаметром, выходящим за пределы указанных выше значений $K_{п}$ нецелесообразно. Пакер не будет проходить по стволу скважины или не будет обеспечивать герметичность пакеровки.

Нагрузка на пакер для установки в скважине колеблется от 2 до 20 т и при прочих равных условиях тем больше, чем больше площадь поперечного сечения резинового элемента и величины коэффициента пакеровки. При недостаточной нагрузке пакеровка будет не герметичной. Завышенные нагрузки разрушают пакерующий элемент, способствуют появлению затяжек при снятии пакера, снижают устойчивость пакеровки и, в конечном счете, также способствуют нарушению герметичности.

Величина допустимого перепада давления на пакере при прочих равных условиях тем больше, чем меньше значение коэффициента пакеровки - $K_{п}$.

Обоснование величины депрессии и диаметра штуцера

Величина депрессии (разность между пластовым давлением и давлением на забое скважины при испытании) устанавливают максимально возможной. Это основное условие надежности определения характера насыщения испытываемого горизонта $P_{\max} = P_{пл}$.

Величина депрессии может ограничиваться прочностью бурильных труб, устойчивостью пакера, хвостовика, устойчивостью пород испытываемого интервала.

Ограничение депрессии обеспечивают заполнением части труб водой или промывочной жидкостью скважины.

Минимально допустимая депрессия должна быть не менее величины противодействия столба промывочной жидкости скважины на пласт, действующего в процессе вскрытия пласта бурением.

При ориентировочном определении пластового давления следует брать его минимально возможное значение.

Максимально допустимую депрессию из условия прочности труб на смятие наружным давлением рассчитывают с коэффициентом запаса прочности 1,3 для стальных труб и 1,5 для труб ЛБТ.

Если в интервале установки хвостовика имеются каверны диаметром до двух диаметров скважины и их мощность составляет 10 м и более, то значение допустимой сжимающей нагрузки уменьшают на 20 %.

За исходное значение перепада давления на пакере (максимально допустимое) принимается наименьшее из его значений. При этом максимально допустимая депрессия определяется:

$$\Delta P = \Delta P_{\max} - (P_{\Gamma} - P_{\text{пл}}) \quad (15.4)$$

где: P_{Γ} – гидростатическое давление.

При наличии в интервале испытания рыхлых песчаников или слабо цементированного песка, которые при высоких депрессиях могут дать осложнения, депрессию следует ограничивать до величины, обеспечивающей испытания без обвалообразования или выноса песка с повышенной интенсивностью. Величина такой депрессии берется на основе опыта испытаний соседних скважин. При отсутствии этих данных испытание таких интервалов следует исключить или при необходимости допустимая депрессия подбирается опытно, путем нескольких испытаний с наращиванием депрессии от минимальной до необходимой.

Аналогичное ограничение депрессии требуется при испытании коллекторов газоконденсатного типа, если вызываемая величина депрессии может привести к снижению проницаемости коллектора вследствие выпадения конденсата.

Штуцер устанавливают для снижения активности проявления высоко-конденсатных горизонтов. Диаметр штуцера может изменяться от 6 до 20 мм.

Чем больше начальная депрессия на пласт и чем выше ожидаемая его активность, тем меньший диаметр штуцера следует применять.

Наиболее удобным для широкого диапазона горизонтов различной активности является штуцер диаметром 8 мм. Проведение испытаний без забойного штуцера запрещается. Для предупреждения засорения штуцера его диаметр всегда должен быть больше диаметра отверстий фильтра устанавливаемого под пакером.

Оборудование устья скважины

Оборудование устья скважины должно обеспечить возможность транспортировки пластовой жидкости, поступающей в пластоиспытатель на безопасное расстояние от буровой в специальную емкость; вращение и осевое перемещение колонны труб; прямой и обратной промывки; опробывание горизонтов при заданном режиме; измерение избыточного давления на устье и объемной скорости притока пластовой жидкости; герметизации скважины и задавливания ее, если при подъеме пластоиспытателя начнется проявление; безопасность работ.

До спуска пластоиспытателя устье должно быть оборудовано превентором. Диаметр проходного отверстия плашек превентора должно соответствовать диаметру бурильных труб. Для обеспечения вращения колонны превентор должен быть вращающимся или универсальным. Если при опробывании на устье давление ожидается незначительное, на верхний конец обычно навинчивают ведущую трубу, которую с помощью бурового рукава через стояк соединяют с нагнетательной линией буровых насосов; а к сбросовому патрубку этой линии присоединяют отводную трубу.

Если же может возникнуть высокое давление, то на верхнюю трубу навинчивают специальное устройство - вертикальную головку, которую с помощью металлического устьевого манифольда соединяют с насосом ЦА и с трапом для сбора и сепарации пластовой жидкости.

Процесс спуска пластоиспытателя и опробывание пласта

Перед спуском пластоиспытателя, поршень тормозной камеры регулируют так, чтобы главный клапан открылся не ранее чем через 3-5 мин. после создания сжимающей нагрузки. В соответствующие узлы устанавливают

измерительные приборы, выбранные с учетом наибольших возможных давлений и температур, а в механизмы включателя часов - калиброванные срезные шпильки, рассчитанные для включения часового механизма незадолго до пакеровки.

При спуске возможны осложнения двух видов: преждевременное открытие главного клапана и поглощение промывочной жидкости. Для предотвращения открытия главного клапана нужно следить за тем, чтобы уменьшение веса на крюке было крайне меньше величины нагрузки, принятой для пакеровки, а длительность посадки на сужение короче срока открытия главного клапана. Во избежание преждевременного открытия главного клапана, перед каждым наращиванием очередной свечи и после него приподнимать колонну труб на 2-3м.

Поглощение может возникнуть в том случае, если сумма статического и гидродинамического давлений при спуске окажется больше давления разрыва какого-либо пласта.

При спуске колонны скважину заполняют. Заполнение осуществляют через заполнительный клапан. При спуске пластоиспытателя через этот клапан в трубы поступает жидкость из надпакерной области. Клапан закрывается, и поступление жидкости прекращается автоматически, как только давление столба ее в трубах достигнет заранее заданной величины. Необходимую степень заполнения определяют в зависимости от заданной депрессии и нижнего предела измерения глубинных манометров. По окончании спуска башмак ставят на забой и создают нагрузку, необходимую для пакеровки. Величина этой нагрузки зависит от зазора и упругих характеристик уплотнительного элемента. В момент открытия главного впускного клапана нагрузка на пакер возрастает и тем резче, чем быстрее открывается клапан. Эта нагрузка состоит из двух компонентов: статической силы, равной произведению разности давлений в надпакерной и подпакерной зонах на площадь кольцевого зазора между стенками скважины и пластоиспытателем и динамической силы.

Суммарная нагрузка через пакер передается на фильтр-хвостовик уплотнительный же элемент пакера под ее воздействием стремится скользить

вниз по стенкам скважины; при этом возникает сила трения направленная вверх, Если разность между суммарной нагрузкой и силой трения больше критической силы, при которой хвостовик теряет прямолинейную форму устойчивости, последний продольно изогнется, а проседание пакера окажется значительным. Такое проседание может быть причиной негерметичности пакеровки. Во избежание этого целесообразно применять, возможно, более короткие, хвостовики из толстостенных труб, а при наворачивании ведущей трубы следить, чтобы над ротором оставался участок длиной 5 - 6 м, чтобы компенсировать просадку.

В период спуска необходимо следить за положением уровня жидкости в кольцевом пространстве. Снижение уровня свидетельствует о начавшемся поглощении, а при пакеровке - о негерметичности. В этом случае делают распаковку и затем повторно пакеруются. Если падение уровня продолжается, аппарат поднимают и выясняют причину.

С момента открытия главного клапана пластоиспытателя начинается собственно опробование объекта. Для получения более достаточной информации о пласте, процесс опробывания делят на четыре этапа: два открытых этапа притока и два закрытых этапа восстановления давления. Задача первого этапа состоит в том, чтобы освободить опробуемый объект от воздействия давления столба промывочной жидкости, снизить давление на забое ниже пластового в объекте и получить начальный приток с целью очистки пристволенной зоны от загрязнения. Продолжительность этого этапа невелика - 3 - 5 мин. давление в этот период растет медленно.

Второй этап начинается с момента закрытия запорного клапана. Так как давление на забое в этот момент намного меньше пластового, приток жидкости в подпакерную зону из объекта продолжается. Поскольку запорный клапан закрыт, жидкость не может поступать в полость буровых труб, поэтому давление в зоне быстро растет. Продолжительность этого этапа должна быть в 3 - раз больше первого этапа. В конце второго этапа давление приближается к пластовому.

Задача третьего этапа, - распространить возмущение, вызванное резким снижением давления при открытии запорного клапана на возможно большее

расстояние, получить приток жидкости из незагрязненной зоны, отобрать пробу пластовой жидкости и оценить объемную скорость притока, характер изменения ее во времени. Этот период занимает значительно большее время от 15 мин до 1 часа. Продолжительность этого периода выбирается в зависимости от фазовой проницаемости K , мощности опробываемой части h и вязкости пластовой жидкости η , т.е. от гидропроводности Kh/η . Чем выше гидропроводность, тем более коротким должен быть третий участок.

Оценить объемную скорость притока можно по расходу воздуха, вытесняемого из бурильной колонны пластовой жидкостью. По истечении третьего этапа, начинается четвертый - закрытый этап. Задача его зарегистрировать конечную кривую восстановления давления, необходимую для приближенной оценки коллекторских свойств объекта. Поскольку в течении третьего этапа, гораздо более продолжительного, чем первый, область пониженного давления распространилась на значительное расстояние по объекту от скважины. Для восстановления давления в этой области и на забое требуется больше времени, чем на втором периоде. Продолжительность второго закрытого этапа также выбирают в зависимости от гидропроводности объекта. Чем больше Kh/η и интенсивнее приток на третьем этапе, тем меньше времени требуется для четвертого этапа.

При опробывании горизонтов с АВПД часто бурильную колонну полностью заполняют жидкостью. В этом случае величину депрессии в период притока можно регулировать с помощью устьевых штуцеров, а записывать кривые восстановления давления - регистрирующими устьевыми манометрами.

Для снятия пакера прикладывает растягивающую нагрузку, и увеличивают ее сверх веса колонны ступенями: по 10 - 20 кН с выдержкой в 1,5 - 2 мин. После освобождения пакера пластоиспытатель достают из скважины. Подъем прерывают, как только уровень жидкости окажется около устья. Регистрируют длину извлеченных труб, промывают скважину через циркуляционный клапан и вытесняют пластовую жидкость в специальную емкость. При необходимости предварительно отбирают пробы жидкости.

В целом диаграмма изменения давлений, регистрируемая глубинным манометром выглядит следующим образом рис. 15.1.

Таким образом, процесс опробывания протекает по следующей схеме.

В период спуска прибора в скважину главный клапан закрыт. Поэтому жидкость, вытесняемая пластоиспытателем, не может проникнуть внутрь колонны и движется вверх только по кольцевому пространству. Для уменьшения гидравлических сопротивлений в подпакерной зоне отверстия уравнительного клапана также открыты. При этом часть жидкости, вытесняемая прибором, перетекает из подпакерной зоны в надпакерную через щели в фильтре, внутреннюю полость штока пакера и отверстие уравнительного клапана.

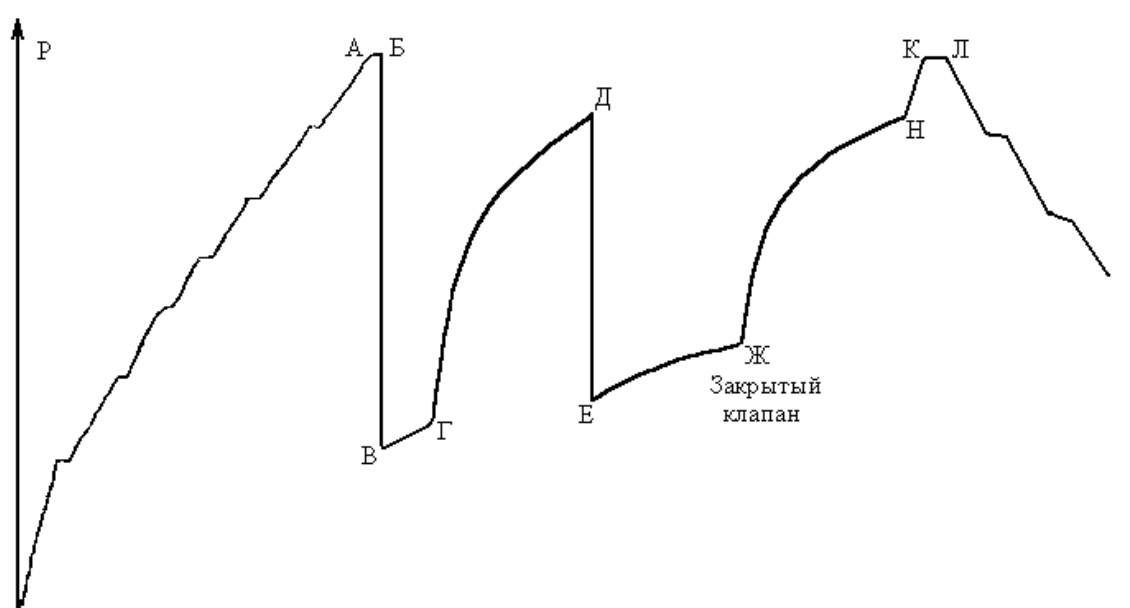


Рис.15.1.

ОА - спуск инструмента; АБ – пакеровка; БВ - открытие главного клапана; ВГ - первый открытый этап опробования; ГД - первый закрытый этап опробования; ДЕ - открытие запорного клапана; ЕЖ - второй открытый этап опробования; ЖИ - второй закрытый этап опробования; ИК - открытие уравнительного клапана; КЛ - освобождение пакера; ЛМ - подъем инструмента.

Спустив пластоиспытатель, делают пакеровку. Вслед за этим закрывают отверстия уравнительного клапана и открывают отверстия главного клапана и подпакерная зона получает сообщение с внутренней полостью пластоиспытателя, а через открытый запорный клапан с полостью бурильных труб.

При спуске полость бурильных труб заполняют жидкостью с таким расчетом, что давление столба последнего много меньше пластового. Вследствие этого пластовая жидкость начнет притекать в подпакерную зону скважины и через отверстия в фильтре и открытые главный и запорный клапана в бурильную колонну. Приток из пласта будет продолжаться до тех пор, пока клапаны остаются открытыми.

Спустя некоторое время приток пластовой жидкости в бурильную колонну прикрывают, закрывая для этого запорный клапан. После закрытия запорного клапана, поступление пластовой жидкости в подпакерную зону будет продолжаться, а давление возрастать до пластового.

После выравнивания давлений в подпакерной зоне и в пласте колонну бурильных труб приподнимают, при этом закрывается главный клапан и открывается уравнильный клапан, и промывочная жидкость из надпакерного пространства перетекает в подпакерную зону. Давление на пакер сверху и снизу выравнивается, осевая сжимающая пакер сила уменьшается до нуля и поэтому резиновый элемент возвращается в первоначальное транспортное положение. Произошла распаковка. Пластоиспытатель можно поднимать из скважины.

Отрезок времени, в течении которого пластовая жидкость поступает в полость бурильных труб, принято называть открытым периодом опробывания. Отрезок времени, в течение которого приток из пласта в подпакерную зону происходит при закрытом запорном клапане, называют закрытым периодом.

15.2 Интерпретация результатов опробывания

По окончании опробывания производится, прежде всего, качественная интерпретация данных, записанных глубинными манометрами, термометрами, дебитографом, а также наземной регистрирующей аппаратурой. Цель - убедиться в герметичности узлов пластоиспытателя, колонны труб и пакеровки, а также достоверности записей. Для этого определяют давление (по диаграммам) в последний момент спуска колонны (А), при открытии главного впускного клапана (В) и в момент первого закрытия (Г) запорного клапана, в

конце первого закрытого периода (Д), в начальный и конечный моменты второго открытого периода (Е и Ж), в конце второго закрытого периода (И), после открытия уравнительного клапана (К).

Значения давлений в моменты А и К сравнивают со статическим давлением столба промывочной жидкости, вычисленным по известной плотности раствора и глубине установки манометра. Расхождение не должно превышать точности приборов. Далее сопоставляют давления в точках А и Д. Если пакеровка герметична, вторая величина всегда меньше первой.

По диаграмме манометра, установленного над главным клапаном, убеждаются в герметичности самого клапана, колонны труб и других узлов, расположенных над клапаном. Если все герметично, манометр в период спуска регистрирует постоянное давление. Лишь в периоды долива фиксируется увеличение давления. О герметичности закрытия запорного клапана судят по диаграмме манометра, установленного над ним если клапан герметичен, то манометр в закрытые периоды опробывания должен регистрировать постоянное давление.

По крутизне кривой притока во второй открытый период можно судить об интенсивности поступления жидкости из пласта. Чем быстрее растет давление, тем интенсивней приток. Если манометр фиксирует практически неизменное давление, значит притока нет. Если сначала был интенсивным, а затем прекратился, это говорит о том, что коллектор неустойчив, щели фильтра закупорены, либо о плохих коллекторских свойствах удаленной зоны. В первом случае манометр, установленный под заглушкой фильтра будет регистрировать интенсивное восстановление давления в подпакерной зоне с момента прекращения притока через забитые щели фильтра. Во втором случае, все манометры, установленные ниже запорного клапана, зарегистрируют в конце второго закрытого периода (И) давление меньшее, нежели в конце первого закрытого периода.

Для определения коллекторских свойств пласта используют кривую восстановления и формулу Хорпера:

$$P_{\text{пл}} - P_c = \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{t_n - \Delta t_B}{\Delta t_B}, \quad (15.5)$$

где: P_c - давление в скважине на середине пласта;

Q - дебит;

t_n - продолжительность притока;

Δt_v - продолжительность восстановления давления после прекращения притока.

Поскольку в процессе опробывания продолжительность притока невелика, скорость его меняется вследствие увеличения давления в подпакерной зоне, а также изменения проницаемости в приствольной зоне, поэтому характеристику пласта нужно рассматривать как приближенную.

$$P_{пл} - P_c = k \cdot \ln \frac{t_n - \Delta t_v}{\Delta t_v}. \quad (15.6)$$

Коллекторские свойства пласта, гидропроводность определяют следующим образом. Разбивают конечную кривую восстановления на несколько отрезков, соответствующих небольшим промежуткам времени и для каждого промежутка определяют P_c . Эти данные наносят в полуграфическую систему координат рис. 15.2.

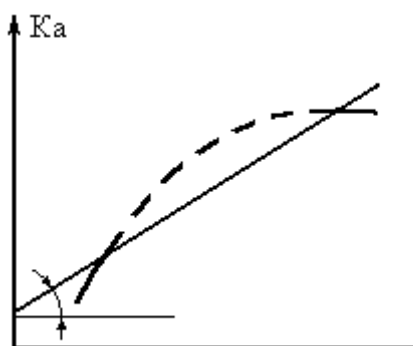


Рис. 15.2.

Через последние точки, снятые с кривой восстановления проводят прямую и определяют угол наклона, тангенс которого равен:

$$i = \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}. \quad (15.7)$$

По данным расходомера определяют среднее значение дебита для второго открытого периода и затем определяют гидропроводность незагрязненной зоны.

$$\left(\frac{\kappa \cdot h}{\eta} \right)_{\text{вд}} = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot i \cdot x}. \quad (15.8)$$

Фактическую гидропроводность с учетом загрязнения пласта можно приближенно оценить по данным, полученным во время третьего этапа опробывания.

$$\left(\frac{\kappa_{\text{экв}} \cdot h}{\eta} \right)_{\text{пр}} = Q \cdot \ln \frac{r_n}{r_c} / [2 \cdot \pi \cdot (P_{\text{пл}} - P_c)] \quad (15.9)$$

где: r - радиус контракции.

Оценить степень загрязнения можно при помощи коэффициента закупорки пристволенной зоны или скин - эффект:

$$K_{\text{зак}} = \left(\frac{\kappa \cdot h}{\eta} \right)_{\text{вд}} / \left(\frac{\kappa_{\text{экв}} \cdot h}{\eta} \right)_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пл}} - P_c}{2 \cdot i \cdot x \cdot \ln(r_n/r_c)} \quad (15.10)$$

где: $\ln(r_n/r_c)$ - часто принимают равным 2π .

Из формулы Д. Р. Хорпера:

$$P_3 = P_0 - \frac{q \cdot u \cdot B}{4 \cdot \pi \cdot \kappa \cdot h} \cdot \ln \frac{t - \Delta t}{\Delta t}, \quad (15.11)$$

$$2,303/4 = 0,183,$$

$$P_3 = P_0 - 0,183 \cdot \frac{\mu}{\kappa \cdot h} \cdot q \cdot \beta \cdot \lg \frac{T + Q}{Q}, \quad (15.12)$$

где: t , T - время работы скважины с постоянным дебитом;

Δt , Q - время остановки.

Снимая отсчеты давления P_3 с кривой восстановления давления в моменты времени и строя график в координатах P_3 , $\lg \frac{T+Q}{Q}$ имеем прямую линию (рис. 15.3.).

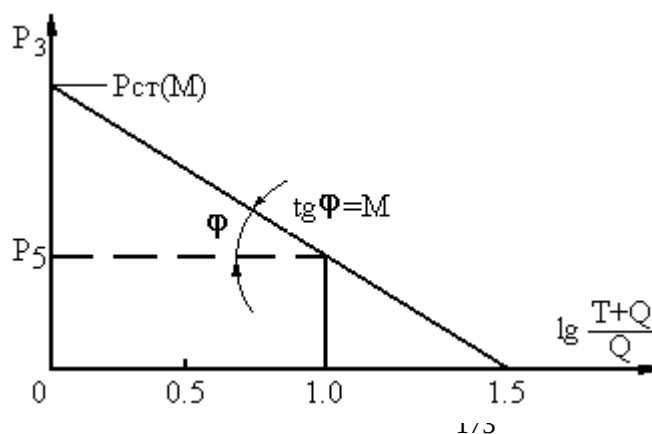


Рис. 15.3.

Пересечение с осью ординат дает нам значение пластового давления, наклон прямой линии М,

$$M = \operatorname{tg} \varphi = \frac{P - P_3}{\lg\left(\frac{T-Q}{Q}\right)_{10} - \lg\left(\frac{T+Q}{Q}\right)_1} = \frac{P_0 - P_3^{(1)}}{1}, \quad (15.13)$$

где: P_0 - точка пересечения прямой линии с осью ординат. Для нее:

$$\lg\left(\frac{T-Q}{Q}\right) = 0 \text{ или } \frac{T-Q}{Q} = 1, \text{ "a" точка, соответствующая}$$

$$\lg\left(\frac{T-Q}{Q}\right) = 1 \text{ или } \frac{T-Q}{Q} = 10. \quad (15.14)$$

Из выражения имеем:

$$P_0 - P_3 = 0,183 \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot q \cdot \beta \cdot \lg \frac{T-Q}{Q}, \quad (15.15)$$

где: $M = 0,183 \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot q \cdot \beta$

Отсюда гидропроводность:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,183 \frac{q \cdot \beta}{M} = \frac{0,183 \cdot q \cdot \beta}{P_0 - P_3^{(1)}}. \quad (15.16)$$

Предложено для решения гидродинамических задач использовать значения давлений в конце первого и конце второго закрытых периодов опробования для определения наклона М (А. Зак, П. Гриффен).

Если $P_{\text{вн}}$ - давление в конце начального закрытого периода опробования (восстановление начальное), а $P_{\text{вк}}$ - давление в конце конечного закрытого периода опробования (восстановленное конечное), T_2 - длительность периода притока, Q_2 - длительность конечного закрытого периода опробования, то:

$$M = \frac{P_{\text{вн}} - P_{\text{вк}}}{\lg \frac{T_2 + Q_2}{Q_2}} \quad (2 \rightarrow \text{ко второму циклу опробования}).$$

Средний дебит за период испытания определяется как отношение суммарного количества отобранной пробы к общей продолжительности открытых периодов испытания:

$$q_{cp} = \frac{V_{общ}}{T_1 + T_2 + \dots} \quad (15.17)$$

Давление в закрытой скважине

$$P_3 = P_0 + \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$$

или

$$P_3 = P_0 - 0,183 \cdot \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{k \cdot h} \cdot \lg \frac{t + \Delta t}{\Delta t}. \quad (15.18)$$

Как говорилось ранее, график этого выражения имеет вид прямой линии, направленной в сторону уменьшения и увеличения P .

Минимальное значение $\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right)$ будет 1, что соответствует случаю

$\Delta t \rightarrow 0$, и тогда $\lg \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \rightarrow 0$.

Дополнительный перепад давления для преодоления сопротивлений зоны пониженной проницаемости:

$$\Delta P_s = S \cdot \frac{q \cdot \mu \cdot B}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}. \quad (15.19)$$

Перед закрытием скважины давление в конце притока ($P_{кп}$) можно определить из выражения:

$$P(t) = P_0 - \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot k \cdot t}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3} + 2 \cdot S_1 \right]. \quad (15.20)$$

Скин - эффект по результатам опробывания можно определить, и из выражения:

$$P(t) = 1,151 \cdot \left(\frac{P_0 - P_{кп}}{M} - \lg \frac{2,25 \cdot k \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2} \right). \quad (15.21)$$

Поскольку при испытании скважины в процессе бурения многие характеристики (такие как пористость f , проницаемость K , вязкость μ , сжимаемость β) не известны и изменчивы во времени, предложено упростить расчеты заменив комбинацию конкретных значений данных параметров их среднестатистическими значениями наиболее часто встречаемыми на практике.

1. Эффективная вязкость K меняется от 1 до 200 мд.
2. Пористость f от 0,1 до 0,3.
3. Сжимаемость β от 10^{-6} до 10^{-4} (кгс/см²)⁻¹
4. Вязкость μ от 0,15, до 50 сП.
5. Радиус скважины от 9,5 до 15 см.

Тогда предельные значения второго выражения будут:

$$\left(\frac{2,25 \cdot k \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2} \right)_{\max} = 6 \cdot 10^5 \cdot T, \quad (15.22)$$

$$\left(\frac{2,25 \cdot k \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2} \right)_{\min} = 1,75 \cdot 10^2 \cdot T. \quad (15.23)$$

Логарифмируя полученные результаты получаем:

$$2,23 + \lg T < \lg \frac{2,25 \cdot k \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2} < 5,77 + \lg T.$$

Среднее значение: $(\lg T + 4)$, где T - безразмерное число соответствующее длительности открытого периода:

$$S = 1,151 \cdot \frac{P_0 - P_{\text{кп}}}{M} - \lg T - 4. \quad (15.24)$$

Давление в закрытой скважине:

$$P_3 = P_0 + \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t}, \quad (15.25)$$

$$P_3 - P_{\text{кп}} = -\frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} - \ln \frac{4 \cdot k \cdot t}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3} - 2 \right). \quad (15.26)$$

Рассмотрим случаи, когда давление восстановилось в закрытый период опробывания до пластового, т.е. $P_3 = P_{\text{пл}}$. Это соответствует $(t + \Delta t)/\Delta t = 1$, тогда:

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}} = -\frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \left(\ln \frac{4 \cdot k \cdot t}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3} + 2 \cdot S \right). \quad (15.27)$$

Решая относительно

$$2 \cdot S = \frac{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{q \cdot \mu \cdot \beta} (P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}}) - \lg \frac{4 \cdot k \cdot t}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3},$$

ИЛИ

$$2 \cdot S = 2,303 \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot \kappa \cdot h}{2,303 q \cdot \mu \cdot \beta} (P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}}) - \lg \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3} \right],$$

$$S = 1,1515 \cdot \left[\frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}})}{M} - \lg \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3} \right]. \quad (15.28)$$

Отношение потенциального дебита к фактическому определяют:

$$\frac{q_T}{q_\phi} = \frac{4 \cdot \pi \cdot \kappa \cdot h / \mu (P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}})}{\ln \frac{225 \cdot \kappa \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2}} \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot \kappa \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P_s}{S} \right) = \frac{1}{\mu \cdot \beta \cdot \ln \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{f \cdot \beta \cdot r_c^2}},$$

$$q_\phi = \frac{\Delta P_s \cdot 2 \cdot \mu \cdot \kappa \cdot h}{S \cdot \mu \cdot \beta}, \quad (15.29)$$

$$\Delta P_s = S \cdot \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{2 \cdot \pi \cdot \kappa \cdot \beta}, \quad (15.30)$$

$$M = 0,183 \cdot q \cdot \mu \cdot \beta / \kappa \cdot h, \quad (15.31)$$

$$\frac{\Delta P_s}{S} = 0,87 \cdot M, \quad (15.32)$$

$$\frac{q_T}{q_\phi} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}}}{\mu} \cdot \frac{1}{\lg \frac{4 \cdot \kappa \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3}}, \quad (15.33)$$

$$\lg \frac{4 \cdot \kappa \cdot T}{f \cdot \mu \cdot \beta \cdot r_c^2 \cdot \gamma_3} = \lg T + 4, \quad (15.34)$$

$$\frac{q_T}{q_\phi} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}}}{M \cdot (\lg T + 4)}. \quad (15.35)$$

Фактический коэффициент продуктивности:

$$\eta_\phi = \frac{q_\phi}{P_{\text{сп}}} = \frac{q_\phi}{P_{\text{пл}} - \frac{1}{2}(P_{\text{нп}} + P_{\text{кп}})} \text{начало и конец притока.}$$

15.3 Осложнения и аварии

При испытании горизонта технически исправным прибором осложнения и аварии могут быть вызваны особенностями геолого-технических условий бурения скважины, состоянием открытого ствола, особенностями опробуемого

интервала, а также в результате технических просчетов и ошибок исполнителей работ.

Наиболее часто встречаются следующие осложнения и аварии:

1. Недоспуск пакера до интервала его установки, как результат неправильно выбранного диаметра пакерующего элемента, плохой подготовки скважины, наличия сужения ствола скважины над интервалом установки пакера. В последнем случае надо проверить возможность использования пакера повышенной проходимости с увеличением зазора (целесообразность опробывания с пониженным перепадом давления). Если устойчивость такого пакера недостаточна, испытание отменяется.

Если наличие сужения заранее известно, то при бурении скважины за 10 - 15 м до интервала установки пакера следует перейти на меньший диаметр долота и этим-размером вскрыть интервал испытания. В этом случае применяется пакер повышенной устойчивости (с уменьшенным зазором), который в стволе большего диаметра будет проходить свободно. После испытания зумпф разбуривается долотом нормального размера.

2. Негерметичность пакеровки.

Негерметичность пакеровки, отмеченная сразу после открытия клапана, может наблюдаться, когда имеют место:

а) недостаточная нагрузка для установки пакера (повторить посадку, на 20 - 30 % увеличив нагрузку на пакер);

б) недостаточная длина интервала для установки пакера;

в) ошибка в замере глубины скважины или длины хвостовика;

г) увеличение диаметра ствола против отмеченного на кавернограмме, что возможно при пользовании кавернограммой большой давности (10 дн.). В этом случае кавернометрию следует проводить непосредственно перед испытанием;

д) повреждение пакерующего элемента при спуске (механические на уступах или при проталкивании в местах сужений), разрушение резины нефтяным газом, особенно в сочетании с повышенной температурой (90°C). При повторном испытании должны быть устранены причины, вызывающие повреждение пакера.

Негерметичность пакеров, возникающая через некоторый промежуток времени (5-15 мин) после открытия испытателя пластов, может наблюдаться, когда имеют место:

а) перегрузка пакерующего элемента нагрузкой или от перепада давления, удерживаемого пакером;

б) температурные воздействия на пакерующий элемент, значительно ослабляет его прочность (130°C). В этих условиях следует проводить испытание со сниженным перепадом давления;

в) разрушение интервала для установки пакера в случае, если пакер ставят в проницаемой верхней части испытываемого горизонта при активном его проявлении и слабой устойчивости. Часто в этом случае из пласта поступает большое количество песка, что не исключает возможности прихвата. Такие интервалы следует испытывать с пониженной депрессией, позволяющей получить приток без разрушения горизонта. Желательно в таких случаях применять хвостовик и пакер с левыми переводниками .

3. Негерметичность резьбовых соединений. При СПО, перед испытанием обязательна контрольная проверка резьбовых соединений. В случае необходимости следует производить сортировку свечей так, чтобы свечи с подизношенными резьбами переставить наверх. При турбинном бурении обязательна проверка резьб в промежуточных соединениях свечей. В отдельных случаях плохое состояние резьбовых соединений требует замены бурильного инструмента.

4. Значительное проседание инструмента при открытии испытателя пластов. При испытании с цементным мостом хвостовик может проседать в цементный мост. Проседание инструмента может быть при значительном изгибе хвостовика или даже его сломе из-за наличия больших каверн в интервале под пакером. В этом случае, в интервале установки хвостовика, испытание следует проводить с пониженными начальными депрессиями и собирать хвостовики повышенной жесткости. Изогнутый хвостовик поднимается без осложнений.

5. Повышенные затяжки при снятии после испытания, прихват хвостовика или бурильных труб над пакером. При перегрузках пакера или

большой продолжительности стоянии на притоке уплотняющий элемент может частично продавливаться за нижнюю опору пакера и создавать повышенные затяжки при снятии пакера. Освобождение инструмента в этой случае обеспечивают работой ясса или приложением к пакеру статической натяжки в допустимых пределах на 15 - 20 мин. При этом пакерующий элемент может быть оборван, оставлен на забое и при необходимости легко разбурируется. Если же инструмент такой натяжкой не освобождается, это указывает на прихват хвостовика или бурильных труб над пакером. Место прихвата определяется аналогично случаям прихвата инструмента при бурении. При правильной подготовке скважины и проверке ее на прихват перед испытанием возможность прихвата бурильных труб над пакером практически исключается и может иметь место только как следствие, какой либо неисправности поверхностного оборудования, в результате чего инструмент в скважине находится без движения длительное время.

В случае прихвата бурильных труб над пакером их освобождение осуществляется в том же порядке, что и при прихвате труб в процессе бурения, а именно - расхаживанием инструмента. Гидравлический ясс повышает эффективность расхаживания. При натяжке 15-20 т сверх веса инструмента сила удара ясса снизу вверх может достигать 30-60 т.

- отбивкой ротора (включение ротора при натяжке инструмента);
- установкой ванн. Для этого предварительно надо долить трубы, открыть циркуляционный клапан и восстановить циркуляцию;
- отворотом инструмента по частям или торпедированием с последующим извлечением отдельных труб.

6. Поршневание скважины при подъеме испытателя пластов. Признаком поршневания являются подъем с длительными затяжками, выход жидкости из кольцевого пространства или отсутствие падения уровня при подъеме. Поршневание может иметь место в результате большой остаточной деформации пакерующего инструмента или частичного разрушения элемента, когда он перекрывает кольцевое пространство. Такое поршневание снимает гидростатическое давление под пакером и может вызвать проявление горизонтов. При наличии поршневания следует поднимать инструмент с

пониженной скоростью и при необходимости периодически в кольцевое пространство нагнетать под давлением промывочную жидкость.

7. Газопроявление. Для предупреждения газопроявления необходимо не допускать снижения гидростатического давления. При спуске испытателя пластов в местах сужений ствола скважины следует ограничивать скорость спуска. Постоянно контролировать уровень жидкости в кольцевом пространстве и при его падении немедленно восстановить.

При посадке пакера и открытии впускного клапана необходимо восстановить циркуляцию через манифольд с малой интенсивностью, чтобы в случае катастрофического падения уровня немедленно долить скважину после закрытия клапана, при подъеме необходимо непрерывно доливать жидкость в затрубное пространство и предотвращать дренирование подпакерного пространства в случае подъема с поршневанием. При наличии газопроявления в затрубном пространстве скважина перекрывается превентором, восстанавливается прямая циркуляция и газопроявление ликвидируется путем промывки скважины свежим или более тяжелым раствором.

Чтобы обеспечить возможность немедленного восстановления уровня в затрубном пространстве и закрытия впускного клапана в процессе испытания необходимо:

- а) манифольд насосной установки подготовить для закачки раствора в затрубное пространство;
- б) перед посадкой пакера пустить в работу дизельный привод грязевых насосов;
- в) посадку пакера осуществлять при слабой прокачке промывочной жидкости через кольцевое пространство;
- г) при стоянии на притоке не выключать привод лебедки.

15.4 Испытатели пластов, спускаемых на трубах без опоры на забой

Для того чтобы быть не зависимым от забоя при выборе интервалов испытания в американской практике широко распространено испытание пластов без опоры инструмента на забой. При этом сжимающая нагрузка,

передаваемая на испытатель пластов, передается через специальную опору на стенку скважины. Используются и испытатели пластов без всякой опоры инструмента. В этом случае, распаковка пакера производится за счет избыточного давления жидкости или газа, нагнетаемой через бурильный инструмент с поверхности, или же при помощи забойного насоса.

Испытатели пластов с опорой на стенку скважины имеют в своем устройстве два пакера, нижний и верхний, и осевую опору. Осовая опора состоит из следующих узлов - корпус, плашки либо сухари, фонарь. После спуска колонны на заданную глубину, колонна на пол-оборота поворачивается влево, в результате чего кольцо фонаря освобождает плашки. При посадке колонны, плашки упираясь в фонарь, перемещаются вверх относительно конической поверхности корпуса опоры до упора в стенку скважины. При подъеме бурильной колонны, плашки перемещаются вниз относительно корпуса опоры захватываются кольцом, занимая транспортное положение.

Осовая нагрузка равна усилию, необходимому для деформации пакерующих элементов. В процессе испытания часть скважины, расположенная под нижним пакером сообщается с частью над верхним пакером через уравнильный клапан и поэтому после открытия впускного клапана сжимающая нагрузка действует на корпусные детали между пакерами. При снятии пакера дается натяжка бурильной колонны, при которой сухари убираются в свои гнезда.

Большее распространение имеет опора плашечного типа. Она имеет большую площадь опоры, вследствие чего снижается вероятность разрушения ствола скважины.

15.5 Опробыватели пластов, спускаемые на кабеле

Для опробывания объектов опробывателями, спускаемыми на кабеле используются опробыватели пластов типа ОПК и ОПТ, конструкции ВНИИГеофизика. Эти опробыватели предназначены для отбора пробы жидкости в исследуемом интервале и позволяют определить характер насыщенности пласта, и уточнить его эффективную мощность.

Принцип работы опробывателей типа ПКК заключается в следующем. Установив прибор в интервале опробывания, по соответствующей жиле кабеля подают ток для воспламенения заряда в нижней камере. После выстрела из нижней камеры срабатывает прижимное устройство, и прибор с герметизирующим башмаком прижимается к стенке скважины. Затем взрывают кумулятивный заряд. Заряд пробивает прокладки, герметизирующие камеру перфоратора, образуя дренажный канал в пласте, по которому под действием пластового давления жидкость и газ из пласта поступает в опробыватель. По истечении времени 3-5 мин необходимого для отбора, воспламеняют пороховой заряд в верхней камере, в результате чего перекрывается баллон и прижимное устройство приходит в первоначальное состояние.

Термостойкий опробыватель пластов ОПТ предназначен для отбора проб жидкости и газа из пластов в скважинах глубиной до 7000 м. Прибор состоит из головки, баллона, клапанной коробки, системы управления и компенсатора давлений.

Принцип работы. После установки прибора в интервале опробования, по кабелю подается ток в катушку электромагнита. Поршень прижимного устройства выдвигает лапу, прижимающую прибор к стенке скважины. После прижатия прибора открывается клапан, участок отбора соединяется с баллоном, и начинается процесс отбора пробы. Жидкость и газ из пласта поступают в баллон под действием перепада между пластовым и атмосферным давлением в баллоне. После отбора пробы выключают ток и сердечник электромагнита с золотником под действием пружины возвращается в первоначальное положение, баллон герметизируется, а лапа под действием пружины убирается.

15.6 Опробывание пластов в процессе бурения

Максимальное приближение процессов вскрытия и опробывания пластов является основным фактором, способствующим получению наиболее достоверной информации о свойствах исследуемого пласта. В этом направлении во ВНИИБТ разработаны технологии опробывания без СПО.

Для турбинного способа бурения при работе турбодолотами процесс опробывания включает следующие технологические операции:

- подъем съемной грунтоноски после окончания бурения;
- сборка и сбрасывание опробывателя в бурильную колонну;
- перекрытие площади забоя при помощи уплотнительного элемента;
- открытие клапана и приток пластовой жидкости;
- закрытие клапана, съём опробывателя пластов, подъем его на поверхность;
- отбор пробы пластовой жидкости, разборка опробывателя, извлечение диаграммы из глубинных регистрирующих приборов;
- анализ полученных данных;
- вскрытие пласта с пакером в составе бурильной колонны;
- сборка пробоотборника и сбрасывание его в бурильную колонну;
- пакеровка ствола скважины при помощи уплотнительного элемента;
- открытие клапана, отбор пластовой жидкости;
- закрытие клапана, распаковка, подъем пробоотборника на устье;
- отбор пробы, разборка пробоотборника;
- анализ результатов.

16 ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

16.1 Освоение скважин

Под освоением понимают комплекс работ, проводимых с целью очистки продуктивной зоны от загрязнения и получения промышленного притока пластовой жидкости.

Для освоения в скважину спускают НКТ, которые устанавливают на 50 - 150м. выше интервала перфорации. Устье скважины герметизируют при помощи фонтанной арматуры. На боковых отводах фонтанной арматуры размещают штуцерную камеру, к которой подсоединяют короткую трубу, оборудованную карманами для размещения термометров, трехходовыми кранами и задвижками высокого давления. На всех боковых отводах также устанавливают регистрирующие и показывающие манометры, пробоотборник, расходомер. После задвижек высокого давления к трубам присоединяют сборную линию низкого давления, которая связывает скважину с трапом и мерными емкостями. Трапную установку и мерные емкости размещают на расстоянии не менее 50м. от скважины. От трапной установки прокладывают два трубопровода: один - к коллектору для сбора жидкости, второй - к факельному стояку для сжигания газа выделяющегося в трапе. Факельный стояк размещают на расстоянии 100 м. от скважины, трапа и мерных емкостей, с учетом розы ветров.

К отводам фонтанной арматуры подсоединяют также сбросовые линии с краном высокого давления. Эту линию используют для отвода в сборную емкость жидкости, поступающей из скважины при освоении, а также для промывки линии обвязки.

В основе всех способов освоения лежит уменьшение давления столба жидкости в скважине ниже пластового и создание депрессии, достаточной для преодоления сопротивления фильтрации пластовой жидкости. Уменьшение давления на пласт можно достичь снижением плотности жидкости, снижением уровня жидкости в скважине. Величина депрессии выбирается в зависимости от

типа коллектора, вида пластовой жидкости устойчивости коллектора и коллекторских свойств пласта.

Если коэффициент аномальности пластового давления существенно больше единицы, коллекторские свойства пласта хорошие и приствольная зона загрязнена мало, часто бывает достаточным произвести просто замену на более легкую жидкость (воду, нефть). В тех же случаях, когда коэффициент аномальности не превышает единицы, коллекторские свойства плохие или приствольная зона сильно загрязнена, то приходится не только заменять промывочную жидкость, но также снижать ее уровень в колонне.

Наиболее эффективный способ освоения - постепенное увеличение степени аэрации воды после замены ею промывочной жидкости в обсадной колонне. Для этого в пространстве между колонной и НКТ одновременно закачивают воду и воздух. Постепенно увеличивая подачу воздуха можно в довольно широких пределах регулировать плотность водо-воздушной смеси. Чтобы достичь большей плавности снижения противодавления и уменьшить расход воздуха рекомендуется к воде перед аэрированием добавлять пенообразующие ПАВ. После получения притока из пласта насос и компрессор отключают, а скважине дают возможность поработать.

Распространенным является также компрессорный способ освоения. Сущность этого способа заключается в закачке в затрубное пространство воздуха. Последний оттесняет воду к башмаку колонны и прорывается во внутрь НКТ. При этом происходит газирование жидкости и частичное снижение уровня жидкости в скважине. После того как начнется приток, компрессор отключают. Недостатком этого способа является резкие колебания давления. При резком снижении давления на пласт в момент выброса на устье очередных порций воды интенсифицируется приток из пласта. Если коллектор недостаточно устойчив, возможно разрушение скелета породы, вынос в скважину большого количества песка и образование песчаной пробки.

Иногда уровень жидкости в колонне снижают поршневанием. Для этого на НКТ спускают специальный поршень. При опускании поршня жидкость через осевой клапан попадает во внутреннюю полость НКТ. При подъеме поршня клапан закрывается, а жидкость переливается на устье. Глубина

погружения поршня под уровень достигает 300м. Этот способ применяется в тех случаях, когда нет опасности выброса и не требуется герметизировать устье. Время освоения этим способом намного больше, чем предыдущие.

Для освоения пластов, имеющих низкое давление пластовое, и если пласты сильно загрязнены, могут использоваться опробыватели, спускаемые на бурильных трубах. После получения притока из пласта, скважине дают некоторое время поработать, чтобы очистилась от загрязнения приствольная зона. Струю жидкости при этом направляют через верхний боковой отвод фонтанной елки и штуцер в сбросовый амбар. Диаметр штуцера выбирают с таким расчетом, чтобы не возникло чрезмерно большой депрессии, и не началось разрушения скелета пород. Обычно в течении первых 1,5-2 ч используют штуцер диаметром 6-8 мм, а затем штуцер меньшего диаметра - 5 мм. В случае газового пласта, скважине в течении 2-3 ч позволяют фонтанировать через верхний отвод в обход штуцера с целью удаления жидкости в эксплуатационной колонне и очистки забоя, а затем поток направляют через нижний боковой отвод и штуцер. Газ, выходящий из скважины сжигают в факеле.

После стабилизации давлений у устья и дебита при данном диаметре штуцера скважину считают освоенной и приступают к ее исследованию.

Исследование скважин проводится с целью установления всех промысловых характеристик при определенных режимах работы: дебита, газового фактора, забойных и пластовых давлений, температур, коэффициента продуктивности скважины, проницаемости и гидропроводности пласта, а также состава и свойств пластовой жидкости. Режим работы считают устойчивым, если при данном размере штуцера давление на устье и забое, а также дебит стабильны. Скважину исследуют при 4-6 режимах. Сначала при минимальном диаметре штуцера, затем диаметр увеличивают. Исследования на одном режиме считаются законченными, если два последовательных измерения давлений и дебитов совпадают. Устьевые давления обычно замеряют через каждые 3 ч. Забойные 1-2 раза в сутки.

Объем исследований в эксплуатационных скважинах может быть сокращен. Его устанавливают по согласованию с добывающими

организациями. После окончания исследований проводят кратковременную (10-15сут) пробную эксплуатацию на оптимальном режиме по плану согласованному с НГДУ.

В разведочных скважинах детально исследуются объекты, в которых были получены притоки нефти и газа так и объекты, которые не были опробованы в процессе бурения, но о перспективности, которых свидетельствуют материалы промысловой геофизики. Испытание может быть назначено также в том случае, если при опробывании были получены отрицательные результаты, но имеется обоснованное сомнение в правильности их.

Если в разведочной скважине предстоит испытать несколько пластов, начинают с нижнего. По окончании исследования нижнего пласта скважину задавливают промывочной жидкостью, устанавливают цементный мост в интервале между нижним и ближайшим к нему вышерасположенный объектом, проверяет герметичность моста способом понижения уровня. Если мост герметичен, перфорируют обсадную колонну и вызывают приток из второго пласта. Проводят аналогичные исследования.

Если при испытании получают большой дебит, к испытанию последующих объектов приступают только с разрешения организации подчиненной непосредственно соответствующему министерству.

В разведочных скважина, как правило, освоение производится с буровых станков, в эксплуатационных скважина - с более легких передвижных установок.

На испытание каждого объекта составляется план, утвержденный руководителем бурового предприятия, если скважины передаются НГДУ, то план согласовывается с руководителем НГДУ.

По окончании испытаний составляются акты о результатах исследований каждого объекта, установке мостов и проверке их герметичности, о передаче скважины в эксплуатацию либо консервации ее, если площадь еще не подготовлена для эксплуатации, либо о ликвидации скважины, если результаты испытания полностью отрицательны.

17 РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ

17.1 Способы ремонтного цементирования

Цели ремонтного цементирования:

- ликвидация трещин и каналов в цементном камне;
- устранение крупных негерметичностей в обсадной колонне;
- создание разобщающихся экранов между продуктивными и водоносными горизонтами.

Перед проведением ремонтных работ необходимо определить местоположения дефекта, направление движения жидкости в каналах, очистить каналы и трещины от грязи и оставшейся промывочной жидкости, оценить возможность течения жидкости по ним.

Если необходимость ремонтно-изоляционных работ (РИР) выявлена до перфорации обсадной колонны в зоне продуктивного пласта, для очистки каналов и их заполнения против непроницаемой породы выше кровли пласта, из которой движется вверх жидкость, производится перфорация (кумулятивная - несколько десятков отверстий на 1-2 м).

Если негерметичность обнаружена при опрессовке, то необходимость перфорации может быть исключена и наполнение осуществляется через башмак.

Если необходимость РИР выявлена после перфорации, то участок против продуктивного пласта забивается песком, а над фильтром устанавливают мост. Производят перфорацию против непроницаемого пласта несколько выше продуктивного пласта, из которого поступает жидкость, движущаяся вверх, или в который поступает из верхнего пласта, либо несколько выше кровли нижнего водоносного пласта, из которого жидкость поступает в продуктивный пласт.

17.2 Методы выявления дефектов в скважине

Нарушение герметичности скважины может быть следствием использованных труб, нарушение целостности труб и соединений под воздействием чрезмерно больших осевых и радиальных нагрузок, износа

обсадных труб, неполного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором и т.д. Дефекты при креплении скважин могут проявляться в период ОЗЦ, проверки герметичности колонны и цементного камня, при дальнейшем углублении скважины, при ее освоении и эксплуатации. Обнаруженные дефекты можно разделить на следующие:

- а) деформация обсадной колонны, связанная с изменением формы ее поперечного сечения, либо с нарушением сплошности;
- б) негерметичности труб и соединений, не связанные с нарушением сплошности колонны;
- в) дефекты в цементном камне;
- г) отсутствие цементного камня в интервале, подлежащем цементированию.

Для определения характера и местоположения дефектов, необходимо обследовать состояние скважины. Если наличие дефектов выявлено после получения притока из продуктивного пласта, скважину следует заглушить, т.е. закачать такую промывочную жидкость, при которой возможно было бы осуществлять ремонтные работы и в меньшей степени загрязнить пласт.

Для определения дефектов первой группы обычно используют шаблоны и печати. Шаблон представляет металлический цилиндр с центральным промывочным каналом; на нижнем, конце шаблона имеется слой мягкого металла (как правило свинца) толщиной до 15 мм, на боковой поверхности желоб, покрытый таким же металлом. Желоб служит для того, чтобы шаблон не мог заклинить в обсадной колонне в случае попадания мелких металлических металлов. Печати бывают плоские и конусные. Нижняя торцевая и боковая поверхность печати покрыты слоем мягкого металла толщиной 15-25 мм. По оси печати имеется продольный промывочный канал.

Шаблон (печать) спускают в скважину медленно при помощи колонны труб, непрерывно наблюдая за показателями индикатора. Перед посадкой шаблона на препятствие, скважину промывают. Если шаблон не проходит под нагрузкой 20 - 30 кН, его поднимают из скважины, осматривают и намечают план дальнейших обследований.

Более достоверные данные о состоянии обсадной колонны можно получить путем фотографирования. Для этой цели успешно могут быть использованы скважинные фотоаппараты или скважинный телевизор.

Местоположение дефектов второй группы можно определить с помощью геофизических методов и гидравлических.

Гидравлические методы, основаны на измерении расхода или давления жидкости в колонне выше и ниже участка с дефектами. Если наличие дефектов, обнаружено после перфорации колонны или разбуривания цементного стакана в ней, предварительно выше зоны фильтра устанавливают цементный мост. Определение места герметичности производится по изменению показания расходомера в потоке жидкости и в стоячей воде. Место негерметичности можно обнаружить также с помощью манжетной пробки. Такую пробку вставляют в обсадную колонну, в которую затем нагнетают воду в объеме, равном внутреннему объему колонны. Под давлением воды манжетная пробка перемещается вниз пока не пройдет через дефектный участок. Закончив нагнетание, стравливают избыточное давление и, спуская в колонну груз на мерном тросике, измеряют глубину, на которой остановилась пробка.

При малой негерметичности дефектный участок можно обнаружить путем опрессовки с применением пакера. Для этого в обсадную колонну спускает пакер, устанавливают его посередине длины колонны и после герметизации межколонного пространства нагнетают воду, повышая давление на устье до 5-10 МПа. Если в течение 30 минут давление не снижается, считают, что негерметичный участок находится в нижней половине. Давление стравливают, пакер спускают и устанавливают посередине нижнего участка, вновь спрессовывают. Если давление падает, то негерметичность находится между интервалами первой и второй установки пакера. Так повторяя опрессовки, постепенно сокращают длину того участка, в пределах которого находят негерметичность. Операцию считают законченной, когда длина участка сократится до 10 - 15 м.

Дефекты третьей и четвертой групп определяют с помощью геофизических методов, путем опрессовки зацементированного пространства после разбуривания цементного стакана в промежуточной колонне, а также

путем нагнетания порции активированной воды в зацементированный интервал через специальные отверстия, прострелянные в обсадной колонне против непроницаемой породы, и последующего прослеживании путей движения этой воды с помощью геофизической аппаратуры.

Ремонтное цементирование, как правило, производится под давлением. Существует несколько способов ремонтного цементирования.

17.3 Цементирование без пакера

В эксплуатационную колонну до нижних перфорационных отверстий спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ). На верхний конец НКТ навинчивают цементирующую головку с манометрами, а затрубное пространство герметизируется превентором. В НКТ закачивают воду, промывают скважину, а затем закрывают кран на выкиде превентора, нагнетают воду через отверстия и тщательно промывают каналы в цементном камне. Если интенсивность поступления воды мала, предварительно закачивают водную порцию ингибированной соляной кислоты. Дают выдержку 10-15 ч., а затем промывают. В некоторых случаях делают вызов притока.

После очистки определяют интенсивность заколонной циркуляции по скорости нагнетания и давлению на устье.

Затем закачивают расчетный объем тампонажного раствора. Закачку производят под избыточным давлением 0,2-0,5 МПа. Как только нижняя граница тампонажного раствора подойдет на 100-150 м к нижнему концу НКТ кран на выкиде превентора закрывают, а тампонажный раствор через отверстия в обсадной колонне вытесняют в заколонное пространство. При вытеснении тампонажного раствора давление растет, скорость вытеснения по мере роста давления снижают. Процесс вытеснения прекращают, как только верхняя граница тампонажного раствора приблизится на 100-150 м к нижнему концу НКТ, либо давление поднимается до предельно допустимого для обсадной колонны. После этого НКТ поднимают так, чтобы нижний конец их оказался на 10 - 15 м выше верхних отверстий и обратной циркуляцией вымывают излишки

цементного раствора. После затвердевания разбуривают цементный стакан и проверяют герметичность колонны.

В общем, указанный процесс совпадает со способом Байбакова, который может успешно использоваться.

17.4 Цементирование с извлекаемым пакером

В обсадную колонну спускают колонну НКТ с пакером. Если горизонт, из которого поступает жидкость в продуктивный пласт, расположен ниже, то пакером герметизируется участок обсадной колонны в сечении между эксплуатационным фильтром и верхними отверстиями, пробитыми над водоносным горизонтом. После пакеровки в НКТ нагнетают воду, которая проходит через отверстия в обсадной колонне ниже пакера, поднимается по каналам в цементном камне до продуктивного пласта и через отверстия фильтра в межколонное пространство выше пакера. После тщательной промывки закачивают необходимый объем тампонажного раствора и вытесняют его в затрубное пространство. Затем освобождают пакер и приподнимают его на 10 - 15 м выше фильтра. В период промывки и последующего схватывания на устье поддерживают постоянное давление.

Если целью РИР является ликвидация притока в продуктивный пласт из верхнего пласта, то отверстия в обсадной колонне прибивают несколько выше кровли продуктивного пласта против непроницаемых пород, а пакер устанавливают выше верхних отверстий.

При ремонтном цементировании с пакером наибольшее давление в период вытеснения тампонажного раствора не должно превышать предельно допустимого для НКТ. Оно всегда должно быть меньше давления разрыва пород на участке перфорации.

После затвердения тампонажного раствора трубы с пакером поднимают; цементный камень разбуривают.

17.5 Цементирование с неизвлекаемым пакером

Операция отличается от рассмотренной тем, что после вытеснения тампонажного раствора пакеровку не нарушают, а колонну НКТ вращением вправо отделяют от пакера, приподнимают и после тщательной промывки обратной циркуляцией извлекают на поверхность.

При РИР разделительные пробки не применяются, поэтому имеется вероятность смешивания тампонажного раствора с промывочной и продавочной жидкостями, что следует учитывать.

Создание цементного экрана

В эксплуатационных скважинах для предотвращения преждевременного прорыва воды в продуктивные пласты создают разобщающиеся цементные экраны. Для этого спускают НКТ с пакером, который устанавливают несколько выше водонефтяного контакта (ВНК) и с помощью гидроструйной перфорации создают горизонтальную трещину, в которую, задавливают 50-100 м³ нефтяной смеси, либо вязкой нефти, либо гидрофобной водонефтяной эмульсии стабилизированной ПАВ. Для предотвращения смыкания трещин после стравливания давления в последнюю порцию добавляют 1-2 т крупнозернистого песка. После задавливания смеси с песком в трещину колонну НКТ на устье герметично закрывают и скважину оставляют в покое на сутки. Затем давление стравливают, освобождает пакер и скважину промывают водой.

По окончании промывки нижний конец НКТ устанавливают выше трещины гидроразрыва, задавливают в трещину максимально возможный объем тампонажного раствора, восстанавливают обратную циркуляцию, промывают обсадную колонну и скважину оставляют в покое. После затвердевания оставшийся цементный камень разбуривают с таким расчетом, чтобы искусственный забой оказался хотя бы на 1-2 м выше созданного в трещине экрана, и проверяют герметичность снижением уровня.

Задавливаемый в трещину тампонажный раствор должен образовывать экран радиусом 30 - 50 м. Столь глубокое продвижение возможно при использовании раствора максимальной водоотдачи либо раствора на

промывочной и продавочной жидкостей порциями безводной углеводородной жидкостью.

17.6 Способы повторного цементирования

Под способами повторного цементирования понимают исправительные способы, применение которых вызвано необходимостью проведения ремонтных работ в результате обнаружения течи, нарушения герметичности колонны, или поступления пластовых вод в скважину через отверстия перфорации вместе с пластовым флюидом.

Эти способы сводятся к транспортированию цементного раствора к месту потери герметичности. Наиболее широко используется в этом случае метод цементирования под давлением. В некоторых случаях цементный раствор продавливают по трубам малого диаметра. Трубы поднимают, промывают буровым раствором, и после затвердевания цементного раствора цементирование считается окончанным. Цементный камень, полученный таким способом, называется цементным мостом. Для установки цементных мостов при РИР широко используется способ Байдакова Н. К. Сущность этого способа заключается в следующем. Цементный раствор закачивают по трубам через задвижки 1 и 2, 1 и 2 при открытых задвижках 3, 4 и 5 (рис. 17.1). Задвижки 6 и 7, 7¹ и 3¹ закрыты. Прокачиваемый в скважину цементный раствор вытесняет находящуюся там жидкость, которая выходит из скважины через задвижки 3, 4 и 5. Для предотвращения подъема цементного раствора в пространство между трубами в момент, когда цементный раствор, не доходя до башмака спущенных в скважину труб, закрывают задвижки 4 и 5. После этого продавливают раствор в пласт через нарушения колонны. При обратной промывке остатки цементного раствора вымывает буровым раствором или водой, которые закачивают в скважину через задвижки 6, 4, 3, 3¹. Причем задвижки 2, 2¹ закрыты. Жидкость выходит из скважины через спущенные трубы и сбрасывается через задвижки 7 и 7¹.

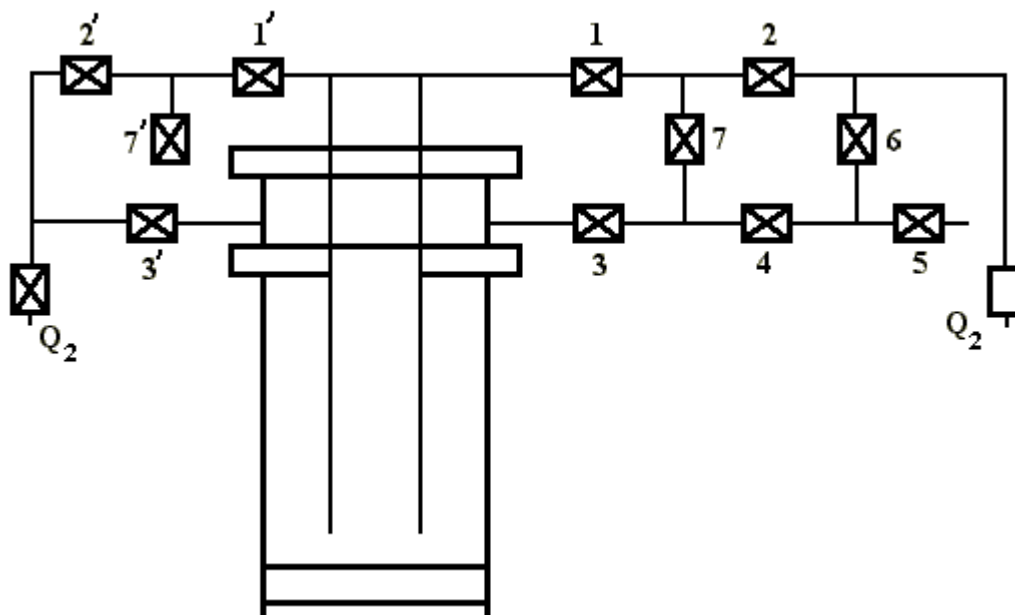


Рис. 17.1.\

17.7 Цементирование под давлением

В том случае, когда имеется необходимость изолировать водяные пласты применяется цементаж под давлением. Сущность такого цементирования заключается в закачке в заколонное пространство тампонажного раствора под давлением значительно превышающим гидростатическое. Схематично операции по цементажу под давлением могут быть представлены в следующем виде. В колонну обсадных труб спускается на бурильных или НК трубах цементировочный фонарь (пакер) и закрепляется на той глубине, на которой находится водоносный пласт. Восстановив циркуляцию раствора закрывают клапан на цементировочном фонаре, либо распакеровывают пакер и закачивают 1,5 - 8 м³ воды под высоким давлением. Вначале давление будет расти, а затем падает, поскольку очищаются поровые каналы в пласте. Когда установится минимальное давление, считают, что скважина готова к закачке тампонажного раствора. Если давление при закачке тампонажного раствора увеличивается и достигает той величины, которая соответствует наибольшему первоначальному давлению, то в этих случаях процесс цементирования заканчивают. В обратном случае производят несколько повторных заливок. Когда достигнуты необходимые давления отвинчивают трубы (делают распакеровку) и избыточный цемент, остающийся в трубах вымывают из скважины.

17.8 Изоляция зон поглощений

Наиболее распространенный способ изоляции зон поглощений - это цементирование интервала поглощения быстротвердеющими композициями. Существует несколько разновидностей цементирования поглощающих зон.

К первой группе относят способы цементирования без предварительного разобщения зоны поглощения от других интервалов. В этом случае в скважину спускают колонну бурильных труб, нижний открытый конец которой устанавливаю несколько выше кровли поглощающего горизонта и в скважину закачивают порцию тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения участка ствола длиной немного выше зоны поглощения, а также для заполнения каналов в поглощающем пласте. Тампонажный раствор продавливают из труб продавочной жидкостью. Объем ее выбирается из условия, что в момент, когда верхняя граница тампонажного раствора окажется выше кровли поглощающего интервала давление на пласт стало равно пластовому в этой зоне. После закачки продавочной жидкости бурильные трубы поднимают из скважины. Целесообразно производить закачку продавочной жидкости порциями с подъемом бурильных труб.

Ко второй группе относятся разновидности цементирования с предварительным разобщением зоны поглощения от других проницаемых пород с помощью различных пакеров и разделительных пробок. По кавернограмме находят участок ствола с нормальным диаметром близ кровли поглощающего пласта. В скважину до этого участка спускают колонну бурильных труб, на нижнем конце которой подвешен разбуриваемый пакер. Производят распаковку. Закачивают определенный объем тампонажного раствора. Отсоединяются от пакера и трубы поднимают. Пакер препятствует перетоку жидкости из верхних напорных горизонтов в зону поглощения.

В случае, когда интенсивность поглощения велика в рассматриваемую зону намывают грубозернистый закупоривающий материал и таким образом добиваются снижения интенсивности поглощения.

Если имеется несколько интервалов поглощения их можно изолировать последовательно снизу вверх, отделяя последующий от предыдущего

разбуриваемым пакером: при этом к цементированию последующей можно приступить по окончании цементирования предыдущей не ожидая затвердевания раствора. После затвердевания пакер и цементный камень разбуривают. Качество изоляции оценивают путем опрессовки соответствующей зоны. Если порознь зацементировано несколько зон, опрессовывают их порознь сверху вниз, после разбуривания пакера и камня против соответствующей зоны, но до разбуривания пакера нижерасположенной зоны.

Для опрессовки в скважину спускают бурильные трубы с гидравлично-механическим пакером, который устанавливают над исследуемой зоной. Опрессовку целесообразно проводить глинистым раствором с малой водоотдачей, создавая на стенки скважины наибольшее давление, которое может возникнуть при последующих операциях. Качество изоляции можно считать удовлетворительным, если объем жидкости, который приходится подкачать в трубы для поддержания постоянства опрессовочного давления за время опрессовки, не превосходит существенных потерь обусловленных водоотдачей.

17.9 Установка цементных мостов

Мостом называется искусственное сооружение, полностью перекрывающее поперечное сечение скважины или обсадной колонны на участке сравнительно небольшой длины и, как правило, удаленном от забоя. Мосты могут быть резиновые, пластмассовые, металлические, цементные и т.д.

При установке мостов решаются следующие задачи:

- временное либо постоянное разделение вышележащих пластов от нижележащих (например, при опробовании, при переходе от эксплуатации истощенного нижнего горизонта);
- устранение опасности разлива пластовых жидкостей в атмосферу после ликвидации скважины или при временной ее консервации;
- при забуривании второго ствола, либо при необходимости отклонения ствола скважины от проекта;

- укрепления неустойчивых, осыпающих или размываемых потоком промывочной жидкости пород.

Существует множество способов установки мостов. Наиболее эффективным считается следующий. В скважине немного выше нижней границы участка установки места устанавливают разбуриваемый пакер или манжетную пробку - исключая возможность оседания вниз столба тампонажного раствора. До нижней границы этого участка спускают колонну труб и тщательно промывают скважину. Если в пределах участка имеются каверны, в состав колонны включают приспособление с боковыми гидромониторными насадками и сильными струями вымывают из каверн загустевшую промывочную жидкость и шлам. Во время промывки целесообразно производить вращение и расхаживание колонны.

После промывки в колонну труб последовательно закачивают первую порцию буферной жидкости, порцию тампонажного раствора возможно более жесткой консистенции, вторую порцию буферной жидкости и порцию продавочной жидкости.

Тампонажный раствор отделяют от буферных жидкостей двумя разделительными пробками. По окончании закачки порции продавочной жидкости колонну труб приподнимают с небольшой скоростью несколько выше границы будущего моста и тщательно промывают скважину. Затем трубы поднимают на поверхность, а скважину оставляют в покое на ОЗЦ.

Вытеснение тампонажного раствора продолжают до момента достижения равенства давлений в кольцевом пространстве и в колонне труб у башмака. Чтобы облегчить задачу об определении момента прекращения цементирования плотности буферных жидкостей, а также промывочной и продавочной жидкостей принимают одинаковыми. Объем второй порции буферной жидкости принимают из расчета, что высота столба ее в колонне равна высоте столба в затрубном пространстве, а объем продавочной жидкости будет таким, чтобы в момент окончания закачки уровень тампонажного раствора в кольцевом пространстве и в колонне были бы одинаковыми. Тогда давление на устье в момент выравнивания уровней тампонажного раствора:

$$P_{цг} = P_{пр} - P_{т} + P_{к}, \quad (17.1)$$

где $P_{\text{пр}}$ - перепад давления, необходимый для перемещения по колонне верхней разделительной пробки.

Так как высоты столбов буферной жидкости и тампонажного раствора невелики, то с достаточной точностью можно определить экспериментально по манометру, если измерить давление в ней при прокачивании промывочной жидкости перед началом операции с такой же скоростью, как и в конце операции. Величину $P_{\text{пр}}$ следует определять также экспериментально.

Чтобы исключить перемешивание тампонажного раствора с буферной жидкостью во время подъема труб, в последнюю медленно подкачивают жидкость и поддерживать в головке избыточное давление:

$$P_{\text{цг}} = P_{\text{пр}} + P_{\text{т}}. \quad (17.2)$$

Выбор тампонажного материала производят аналогично (рассказать требования).

Объемы тампонажного раствора и других жидкостей рассчитывают по эмпирическим формулам:

$$\text{Тампонажного раствора} - V_{\text{цр}} = F_{\text{с}} \cdot h_{\text{м}} + C_1 \cdot V_{\text{тр}}.$$

$$\text{Продавочной жидкости} - V_{\text{пр}} = C_2 \cdot V_{\text{тр}} + F_{\text{тр}} \cdot h_{\text{м}}.$$

$$\text{Буферных жидкостей} - V'_{\text{б}} = C_3 \cdot V_{\text{тр}} + C_4 \cdot F_{\text{кп}} \cdot h_{\text{м}}.$$

$$V''_{\text{б}} = C_3 \cdot V_{\text{тр}}. \quad (17.3)$$

где: $F_{\text{с}}$, $F_{\text{тр}}$, $F_{\text{кп}}$ - площади поперечного сечения скважины в интервале установки моста, колонны труб и кольцевого пространства;

$V_{\text{тр}}$ - внутренний объем колонны труб;

$h_{\text{м}}$ - проектная длина моста;

c_1 , c_2 , c_3 - эмпирические коэффициенты, учитывающий потери буферной жидкости при движении по колонне труб и кольцевому пространству.

Таблица

Тип буферной жидкости	C_1	C_2	C_3	C_4
При использовании труб с внутренними высаженными концами				
Вода	0,06	0,91	0,02	0,4
нет	0,1	0,94	-	-
При использовании гладкопроходных труб				
Вода	0,025	0,98	0,02	0,4
нет	0,055	0,97	-	-

Иногда цементный раствор доставляется в желонхе. Желонха представляет собой сосуд, в который до спуска в скважину наливают цементный раствор. После спуска в скважину этот сосуд может открываться. Цементный раствор выливается из него и располагается в необходимом месте.

Применяют и устройства для установки пробок. В частности, резиновых. Сущность работы этих устройств заключается в следующем. Устройство опускается в скважину. При помощи порохового взрыва резиновая пробка высвобождается из устройства. Увеличиваясь в объеме, пробка герметизирует пространство. Сверху можно установить еще цементный мост.

17.10 Ликвидация и консервация скважины

Скважину ликвидируют, если при использовании ее не получен промышленного значения приток ни из одного горизонта. Для этого устанавливается цементный мост против каждого испытываемого горизонта. Кровля и подошва цементного моста должна быть соответственно на 20-30 м выше и ниже верхних и нижних перфорационных отверстий. Допускается, при условии близкого расположения горизонтов установку одного моста. При этом кровля моста должна быть как минимум на 50 м выше перфорационных отверстий.

Если на площади нет газовых или нефтегазовых пластов, а также пластов с $K_a > 1$, насыщенных пластовыми водами разрешается перед ликвидацией скважины извлекать из нее обсадные трубы. На устье ликвидированной скважины устанавливают репер, на котором указывается номер скважины,

название площади и предприятия, пробурившего скважину, дату окончания бурения.

Если обсадные трубы не извлечены, устье скважины закрывают глухой заглушкой или глухим фланцем с вваренным вентилем; заглушка и болты, скрепляющие фланец с колонной должны быть прихвачены к колонне. Если верхние трубы эксплуатационной колонны извлечены, - то кондуктор или промежуточную колонну спускают на глубину не менее 2 м устанавливают пробку и над ней колонну заполняют бетоном. Над устьем устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м.

В тех случаях, когда из скважины получен промышленный приток, а разбуриваемая площадь не готова к эксплуатации, то скважину консервируют. Консервация должна быть осуществлена таким образом, что бы при этом не были нарушены коллекторские свойства самого пласта.

Способ консервации зависит от длительности консервации и пластового давления. При $K_a > 1$ нижний участок заполняют нефтью или другой жидкостью, не вызывающей загрязнения пласта, выше интервала перфорации устанавливают цементный мост высотой не менее 25 м. Пространство над мостом заполняют седиментационно устойчивой жидкостью. Давление столба этой жидкости должно превышать пластовое давление на 5-10 %. В условиях многолетнемерзлых пород интервал от устья до подошвы М.М.П. плюс 50-100 м должен заполняться незамерзающей жидкостью (соляровое масло, раствор CaCl_2). На период консервации НКТ остаются в эксплуатационной колонне над цементным мостом.

При $K_a < 1$ и длительности консервации более года и глубиной скважин до 2000м НКТ из скважины извлекают. На устье устанавливают задвижку высокого давления с контрольным вентилем.

При $K_a < 1$ и длительности консервации до 3 месяцев скважина может не задавливаться. На период консервации НКТ остаются в колонне над фильтром на устье устанавливают фонтанную арматуру с контрольным вентилем.

Территорию вокруг законсервированной скважины огораживают, на ограждении указывают номер скважины, название месторождения,

наименование предприятия и срок консервации. С задвижек фонтанной арматуры снимают штурвалы, фланцы задвижек закрывают заглушками, а в патрубки вместо манометров ввинчивают пробки. В период консервации скважина должна быть под регулярным наблюдением. Если консервация продолжительная, состояние скважины проверяют не реже одного раза в квартал и результаты проверки заносят в специальный журнал.

18 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ МОРСКОГО БУРЕНИЯ

18.1 Техника и технология морского бурения

Объём добычи нефти и газа на морских месторождениях в общем объёме мировой добычи этих полезных ископаемых постоянно увеличивается. Так, в 1960г. он составил 9,8 % (103 млн. т.), а в 1970г. - 14,7 % (343 млн. т), в 1975 - 17 % (440 млн. т). Объём добычи нефти на морских месторождениях к началу 1981 года достиг 900 млн. т или 25 % от всего объёма мировой добычи нефти. Для достижения этого уровня необходимо было освоить бурение морских скважин при глубине до 1000 м, в то время как глубина вод в шельфовых районах бурения эксплуатационных скважин в 1976 г. не превышала 170м.

В настоящее время поиски нефти и газа в районах континентального шельфа проводят почти 100 стран, причем около 40 стран разрабатывают морские нефтяные и газовые месторождения. Сейчас за рубежом бурят в среднем 3500 морских скважин в год, из которых около 500 являются разведочными, а остальные эксплуатационными.

Поисково-разведочные работы ведутся на всех широтах. Однако за последнее время заметно активизировались поиски нефти в северных морях, что обусловлено в первую очередь возросшими техническими возможностями и большими перспективами нефтегазоносности в этих районах, где имеется ряд крупных осадочных бассейнов.

В СССР основной объём морского эксплуатационного и разведочного бурения приходился на районы континентального шельфа в Каспийском море. К началу 1976г. здесь в бурении находилось около 70 скважин с проектной глубиной 4500 м и более, из них около 50 - с проектной глубиной 5000-6000. В 1976г. на месторождении Булламоре были закончены самые глубокие на Каспии скважины № 22 и № 27 глубиной соответственно 5706 и 5866 м при глубине вод 35-40 м. Из скважины № 22, с глубины 5660-5629 был получен мощный фонтан газа с дебитом до 1 млн. м³/сут. и конденсата - 250 т/сут.

В 1976г. для оценки перспективности шельфа о. Сахалин в соответствии с заключенным Генеральным соглашением с Японией о сотрудничестве в

области поисков, разведки, обустройства месторождений, добычи нефти или газа на шельфе о. Сахалин в составе Сахалинского территориального управления была создана Дальневосточная морская нефтегазоразведочная экспедиция глубокого бурения, силами которой в 1976-1980 годах производились инженерно-геологические работы и бурение морских скважин на северо-востоке и юго-западе шельфа о. Сахалин.

Большая часть присахалинского шельфа, площадь которого составляет около 140 тыс. м², перспективна на нефть и газ. Промышленную газоносность и нефтеносность некоторых структурных элементов шельфа северо-восточного Сахалина можно считать доказанной, так в 1977г., получен фонтанный приток нефти (до 350 м³/сут) из первой пробуренной, морской скважины Одоптинского месторождения.

Шельфовая зона Сахалина характеризуется широким диапазоном изменения гидрометеорологических условий и особенностей ледовой обстановки - от районов с полным отсутствием как ледового припая, так и дрейфующих льдов (отдельные районы шельфа юго-западного Сахалина), до районов со сложной ледовой обстановкой на протяжении большей части года (север Сахалина). В этом отношении шельф Сахалина является уникальным.

В 1976г. для постановки глубинного нефтепоискового бурения с плавучих буровых установок были произведены инженерно-геологические работы. Этими работами на юго-западном и северо-восточном районах были исследованы глубины моря, высоты волн, скорость и направления течение литологический состав отложений, несущая способность грунтов и пород для расчета осадок опор для ПВУ самоподъемного типа и удерживающей силы якорей для ПВУ полупогружного типа. В комплекс инженерно-геологических работ вводят следующие исследования: геофизические, гидрологические, геологические лабораторные и гидрологические. Геофизические исследования выполнялись методами прецизионного эхолотирования, профилирования и звуколокации с боковой разверткой. В настоящее время аналогичные исследования проведены на шельфе Арктики.

При геологических, исследованиям проводилось бурение морских инженерно-геологических скважин с цилиндрической, разнопрочностной

опоры ("сигары"), которая устанавливалась на грунт. Стабилизация опор достигалась с помощью 4-х основных и 2-х вспомогательных якорей. При бурении скважин (глубина скважин 30-35м.), помимо описания геологического разреза, проводился отбор монолитов (образцов с ненарушенной структурой).

Отбор пробы данных грунтов производился по сетке 2×2 км, в местах предполагаемого заложения глубокой нефтепоисковой скважины по сетке 500×500м.

Начиная с июля 1977 года коллектив Дальневосточной морской нефтегазопромысловой экспедиции приступил к глубокому нефтепоисковому бурению морских скважин. Первая скважина проектной глубиной 2500 м была заложена на Одоптинской структуре. Бурение велось с плавучей буровой установки самоподъемного типа, которая имела следующие основные характеристики:

- максимальная глубина воды - 65,0 м;
- глубина бурения - 6000 м;
- длина платформы - 63,5 м;
- ширина платформы - 54,2 м;
- высоты опор - 103,3 м;
- вес платформы - 4361 т;
- вес опор - 2378 т;
- грузоподъемность буровой вышки - 632 т.

СПБУ включала в себя три основных и один аварийный дизель-генераторы с общей мощностью 5000 л.с., буровое и вспомогательное оборудование предназначенное для бурения скважин глубиной до 6000 м. Скважина № 1 Одоптинской площади была пробурена со следующими технико-экономическими показателями: коммерческая скорость бурения составила 1471 м/ст. мес, на бурении скважины было израсходовано 19 долот, средняя механическая скорость долбления равнялась 6,5 м/час. За 1977-1980гг. с самоподъемных и полупогружных установок на море было пробурено 13 скважин с общим метражом 34672м. Наилучшие показатели бурения были достигнуты при бурении скважины № 9 Одоптинской, при глубине скважины 2293 м коммерческая скорость бурения достигла 2414 м/ст. мес., на бурение

было затрачено 13 долот, средняя проходка на долото равнялась 174м. при механической скорости бурения 7,3 м/час. Возрастающий опыт при бурении морских скважин наглядно характеризуется улучшением технико-экономических показателей строительства скважин.

В начальный период освоения бурового и вспомогательного оборудования рабочие и ИТР плавучих буровых, установок столкнулись со многими трудностями и проблемами, которые не существуют при бурении скважин на суше.

Процесс морского бурения (механическое бурение, СПО, спуск и цементирование обсадных колонн) мало, чем отличается от сухопутного бурения. Однако морское бурение имеет свои специфические особенности, которых нет на суше.

Во-первых, в бурении с ПБУ участвует большой коллектив рабочих, ИТР самых разнообразных профессий и специальностей. Кроме буровой бригады, в строительстве морской скважины заняты такие специалисты как: моряки, имеющие соответствующее морское образование, операторы по стабилизации и балансированию ПБУ, капитаны и старшие помощники капитанов ПБУ, боцмана, судовые механики и электромеханики и многие другие специалисты. Рабочее содружество и совместимость чисто земных профессий с морскими, их четкая взаимосвязь и является той отличительной особенностью, которой нет в сухопутном бурении. В процессе морского бурения многие буровики овладевают морскими специальностями, такими как матрос I и II класса, Эти смежные специальности буровикам необходимы, т.к. в перегоне ПБУ принимают участие не только морской экипаж, но также и члены буровой бригады. Немаловажное значение для работающих на ПБУ является их умение плавать, поэтому при приеме на ПБУ это обстоятельство также учитывается.

Второй отличительной чертой для морского бурения. является чисто психологический фактор, если работники буровой бригады отработав на сухопутной буровой 8 или 12 часов и время отдыха могут каким-либо образом спланировать (сходить на рыбалку, по ягоды и т.д.) и при этом постоянно ощущают под собой твердую землю, то весь экипаж, работающий на ПБУ подчиняется уставу внутреннего распорядка, кроме того вся жизнедеятельность

работников ограничена платформой ПБУ (обычно размеры ее составляет 50×60м). Если на самоподъемных плавучих буровых установках волнение моря не опускается, то на плавучих, полупогружных буровых установка состояние моря, сильного ветра очень заметно и качка ППБУ может достигнуть значительных величин и отрицательно действовать на самочувствие и работоспособность членов экипажа. Все эти причины, т.е. ограниченное пространство, насыщенность ППБУ различными механизмами, морская среда - накладывает определенный отпечаток на работников ПБУ и поэтому не всякий человек может выдержать весь этот комплекс неблагоприятных условий.

В третьих, в самом процессе строительства морских скважин есть свои специфические особенности.

Если в сухопутном бурении цикл строительства скважины начинается с монтажа бурового, силового и вспомогательного оборудования, то на море цикл строительства начинается с установки ПБУ на точке бурения. Перед установкой ПБУ на точке бурения должны быть известны следующие данные:

- характер морского дна, его уклон, выступы;
- глубина воды;
- морские течения и приливно-отливные течения;
- время приливов и отливов;
- высота волн, максимальный период;
- скорость и направление ветра.

Подъем платформы в рабочее положение производится при благоприятных метеорологических условиях, так высота волны должна быть не более 1,8 м, скорость ветра не более 15 м/сек. Платформа поднимается и опускается с помощью устройств зубчатой передачи, расположенных на каждой опоре, и приводимых в движение с помощью электромоторов. Управление спуском и подъемом платформ осуществляется с центрального пульта. После подъема платформы под поверхность 2-3-м, производится задавливание опорных башмаков опор в грунт, путем создания предварительной нагрузки, т.е. приемом забортной поды в балластные танки. Предварительная нагрузка предназначена для создания статической вертикальной нагрузки, согласно наихудшему критерию окружающей среды с

учетом одновременного влияния волнения моря и порывов ветра при данном центре тяжести платформы.

После задавливания опорных башмаков в грунт производится подъем платформы в рабочее положение, т.е. 14,8 м. от поверхности моря и начинаются подготовительные работы к бурению. В подготовительные работы к бурению входят следующие работы:

- перемещение вышки в рабочее положение;
- подсоединение к буровой технологических линий, а именно: линии от буровых насосов, цементирующего агрегата, технической и морской воды, охлаждение бандажей буровой лебедки, линии противовыбросовой обвязки.

На буровую площадку затаскиваются и подвешиваются вертлюг, ведущая труба, штропа. Устанавливаются на свои места шурф для ведущей трубы и шурф для наращивания. Подвешиваются машинные ключи. Все подготовительные работы к бурению занимает время около 14 - 16 часов.

Технология забуривания морских скважин также существенно отличается от начала бурения на суше. Первый этап бурения с ПБУ заключается в создании надежного разобщения морской среды от скважины, для этой цели служит первая обсадная колонна, получившая название водоотделяющей. Диаметр этой колонны во многом зависит от метеорологических условий и глубины воды на точке бурения, обычно он равен от 762 мм до 914 мм. Данные инженерно-геологических работ позволяют установить характеристики данных грунтов, гидрологическую обстановку на точке бурения. В результат анализа этих работ выбирается способ установки водозащитной колонны. Если на месте установки ПБУ данный грунт представлен рыхлыми легко размываемыми породами, то в этих случаях водозащитная колонна устанавливается путем задавки ее в грунт. Для этих целей применяется специальные дизель-молоты. Если же донный грунт на месте установки ПБУ твердый, не склонный к размыву, то в этом случае, для установки водозащитной колонны производится бурение скважины. На всех пробуренных морских скважинах на шельфе о. Сахалин для установки водозащитной колонны производилось бурение скважины.

Для бурения под водозащитную колонну диаметром 762 мм применяется следующая компоновка бурильного инструмента: долото 0 - 650 мм, УБТ

24I.MM. - 4550 м, УБТ 203 мм - 45 м. В некоторых случаях в компоновку включались стабилизаторы Ø660 мм. Забурирование морской скважины производится в такое время, когда на точке бурения отсутствуют приливно-отливные течения, а волнение моря не более 2,0 м. Если на точке бурения наблюдаются постоянные морские течения более 1,0 узла в час и глубина моря более 60 м, то в этом случае перед забурированием на дно моря устанавливается специальная базовая плита, которая служит для центровки и направления долота в скважину. После спуска вышеуказанной компоновки до дна моря, она приподнимается на 1,0м. И после этого включаются буровые насосы. Промывка при бурении под водозащитную колонну осуществляется морской водой с выносом, шлама на дно моря. Долото без вращения допускается до дна моря, путем интенсивно промывки (с производительностью 70-75 л/с) углубляются на 1,0 - 1,5 м ниже дна моря и после этого производится замер кривизны, если отклонение долота от центра наводится в допустимы пределах, то начинается забурирование скважины. Режим бурения следующий: нагрузка 2 - 3 т, 60 - 90 об/мин, производительность 70 - 75л./сек.

После бурения ствола скважины диаметром 660 мм производится подъем инструмента и для расширки скважины в компоновку включается трехсторонний расширитель диаметром 914,4 мм. В конце расширки в скважину закачивается порция качественного глинистого раствора, инструмент поднимается из скважины под дном моря и скважина оставляется на так называемую профилактическую стоянку, после которой следующим спуском инструмента без вращения, проверяется состояние и подготовленность ствола скважины для спуска водозащитной колонны. Если инструмент допускается до забоя без посадок, то скважина полностью заполняется качественным глинистым раствором и инструмент извлекается из скважины и после этого производится спуск водозащитной колонны (морской буровой колонны - МБК).

МБК предназначена для перекрытия слоя воды в месте бурения скважины, для направления в ствол скважины буровых снарядов и инструментов, для обеспечения циркуляции промывочной жидкости.

Кондуктор подвержен воздействию статических и динамических нагрузок, сжимающих и изгибающих нагрузок от силы его тяжести, сил

воздействия волн и течений. Высота кондуктора, а следовательно и глубина на разведываемых акваторий ограничены прочностью и устойчивостью МБК. МБК должен разрабатываться в соответствии со следующими требованиями:

1. Обеспечение бурения скважин на глубинах моря до 100 м при волнении до 4 баллов, течении воды со скоростью 2 м/сек, изменениях уровня воды из-за приливов и отливов до 6 м.
2. Убираться во время шторма под уровень разрушающего воздействия волн моря с возможностью отхода от него ПБУ в укрытие.
3. Сохранять исправность без поддержки при высоте волны на поверхности моря до 8м.
4. Позволять быстро отсоединяться и подсоединяться.
5. Обеспечивать сохранность скважины во время шторма, продолжать бурение после окончания шторма.
6. Обеспечивать технологический процесс бурения, испытания, освоения скважины.
7. Быть относительно легким.
8. Выполняться в виде отдельного агрегата, обеспечивать транспортировку, осуществлять быстро монтаж и демонтаж. Время монтажа не должно превышать 10 % общих затрат времени на проходку.
9. Должна быть оснащена средствами контроля его положения.

18.2 Типы МБК

Конструкции кондукторов определяются:

- а) повышением их прочности;
- б) снижением воздействующих; на них нагрузок

МБК, в основу которых заложены принципы снижения воздействующих на них нагрузок можно разделить следующим образом:

1. По виду снижаемых нагрузок:
 - а) снижающие только поперечные, в основном гидродинамические нагрузки волн и течений;
 - б) снижающие только осевые;

- в) снижающие осевые и поперечные одновременно;
- 2. По степени воздействия на кондуктор ветрового волнения:
 - а) возвышающиеся над уровнем моря при бурении и при отстое во время шторма;
 - б) возвышающиеся над уровнем моря при бурении и заглубленные под уровень волнового воздействия на время шторма;
 - в) заглубленные под уровень волнового воздействия при бурении и при шторме.

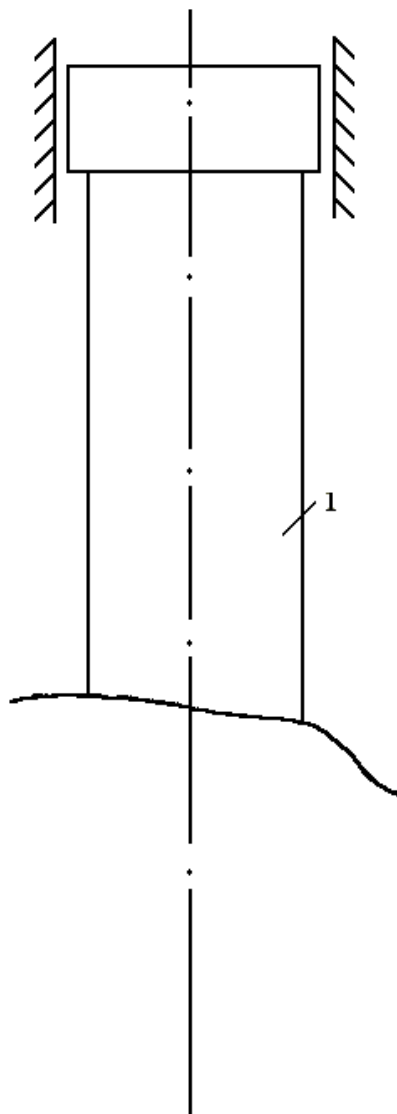


Рис. 18.1 Погружаемая в грунт колонна

Нижний конец погружен в грунт. Верхний установлен в направляющие буровые установки с возможностью продольного или продольно-поперечного перемещения друг относительно друга, а в период ожидания шторма свободен. Допустимая высота зависит от его физических констант и гидродинамических условий моря.

Пример. Кондуктор 168 мм при высоте волны 2-26 м, а отсутствие волны 41 м, - 3 - 17м.

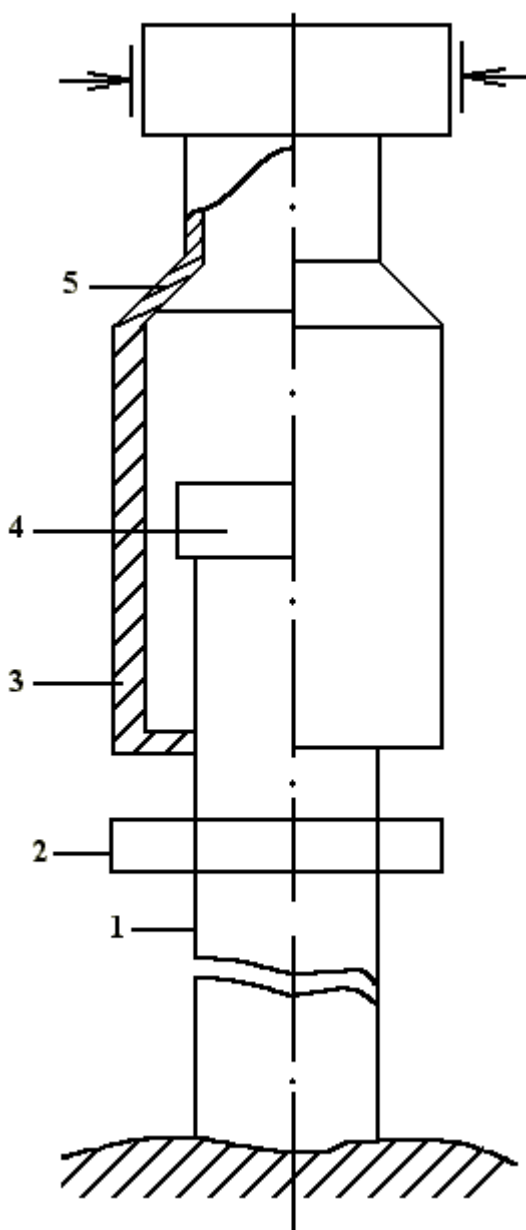


Рис. 18.2

1 - Погружаемая в грунт колонна; 2 - Наковальня; 3 - Ударник;
4 - Ограничитель; 5 - Верхняя колонна.

Состоит из двух колонн - 1,5 верхняя подвешивается на ПБУ, соединяются с помощью патрубка-ударника 3, верхний конец которого жестко соединен с нижним концом верхней колонны. Ударник продольно перемещается вместе; с колонной 1 относительно колонны 5. Длина патрубка

больше максимальной высоты волны, чтобы верхняя колонна не соприкасаясь ни с наковальней, ни с ограничителем могла перемещаться.

Собирают и опускают нижнюю колонну, длина которой достаточна для перекрытия рыхлых пород. На верх нижней колонны устанавливают наковальню 2, ограничитель 4, ударник 3. Подсоединяют верхнюю колонну и т.д. опускают кондуктор до упора в дно моря. Затем поочередным поднятием и сбрасыванием верхней колонны наносят удары по наковальне, забивая нижнюю колонну в грунт. На время ожидания прекращения шторма верхнюю колонну приподнимают до положения, при котором ударник не ударяет при качке ни по наковальне, ни по ограничителю и подвешивают на ПБУ на хомуте.

Применяется до глубины 50 - 60 м при волнении до 3 баллов. Подвижность верхней относительно нижней снижает отрицательные воздействия вертикальных колебаний ПБУ. Однако, не допускает хода ПБУ.

Телескопический кондуктор состоит из нескольких коаксиальных установленных трубчатых секций, имеющих возможность продольно перемещаться относительно друг друга. Секция самого малого диаметра предназначена для погружения в грунт. Нижние и верхние концы оснащены ограничителями хода, предотвращающими полное их выдвижение друг из друга. В рабочем положении кондуктора раздвинуты на величину равную глубине моря. На время шторма бурение прекращают, и кондуктор опускают под уровень моря ниже волнового воздействия. Также кондуктора позволяют сходить ПБУ с точки бурения.

Отличается от схемы III, тем что имеет плавучесть, устанавливаемую вокруг внешней секции кондуктора, а противовес жестко соединенный с нижним концом этой секции. Введенные дополнительные устройства повышают сопротивляемость отклонению под действием течений в сложенном на дне положении, т.к. плавучесть стремится поднять внешнюю секцию, а противовес удерживает ее на дне. При вертикальном положении сложенных на дне секций кондуктора уменьшаются изгибающие нагрузки на погруженную в грунт обсадную колонну, а также повышается устойчивость и появляется возможность увеличения их длин.

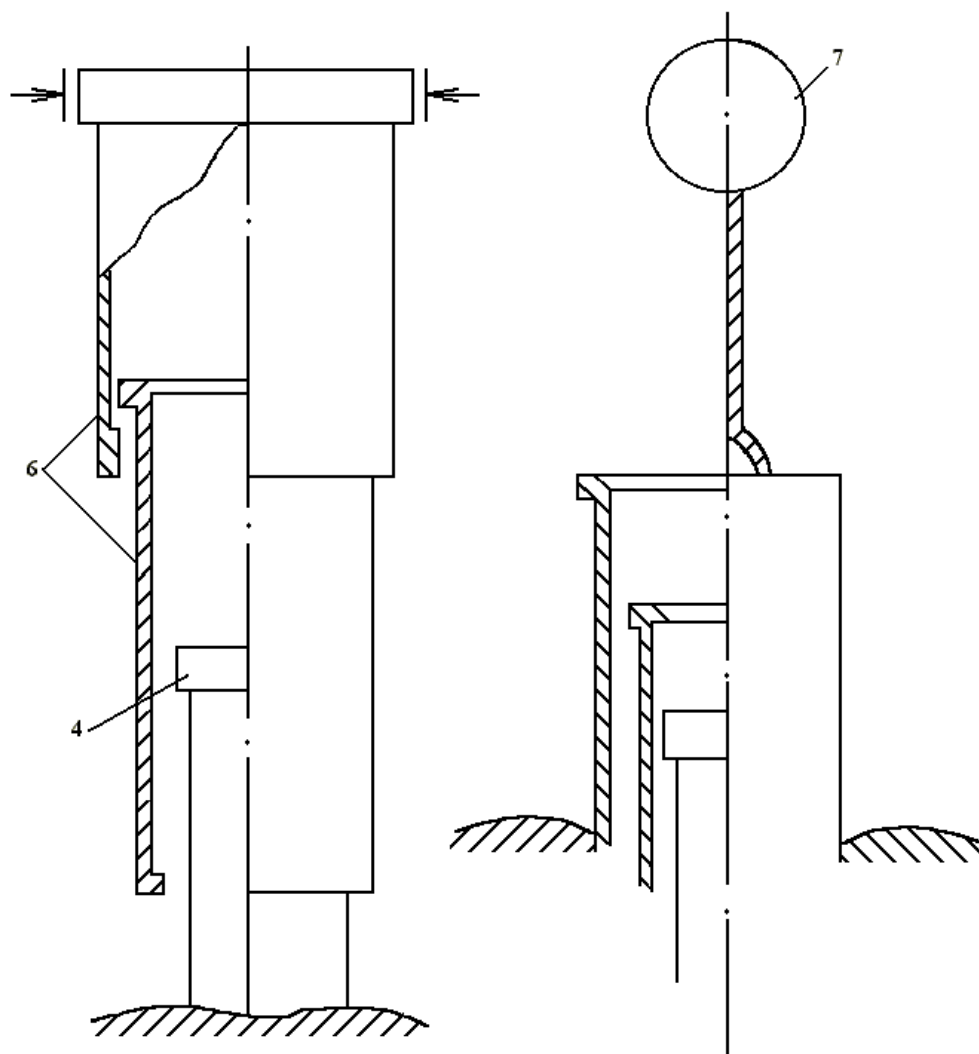


Рис. 18.3.

6 - телескопические трубные секции; 7- буй

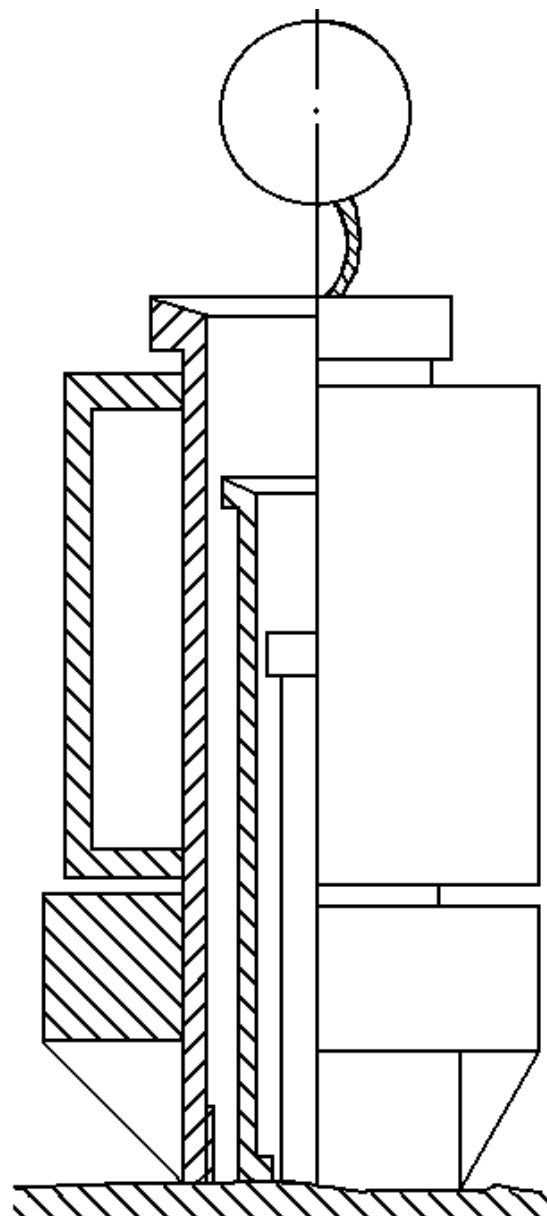
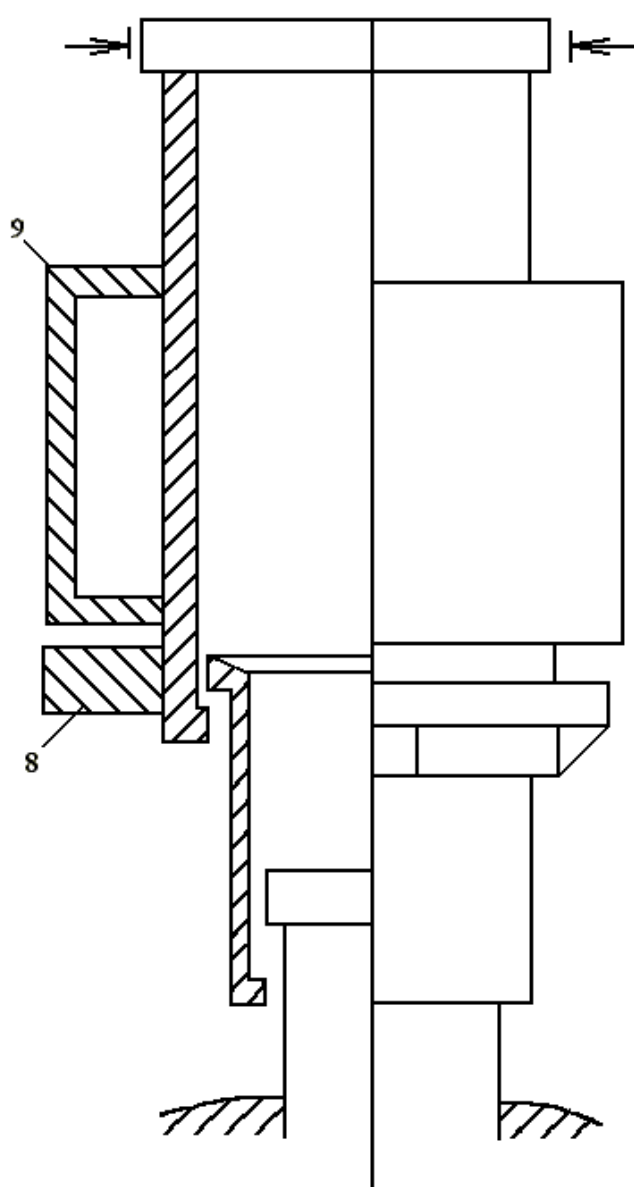


Рис. 18. 4.

8 - противовес; 9 - плавучесть

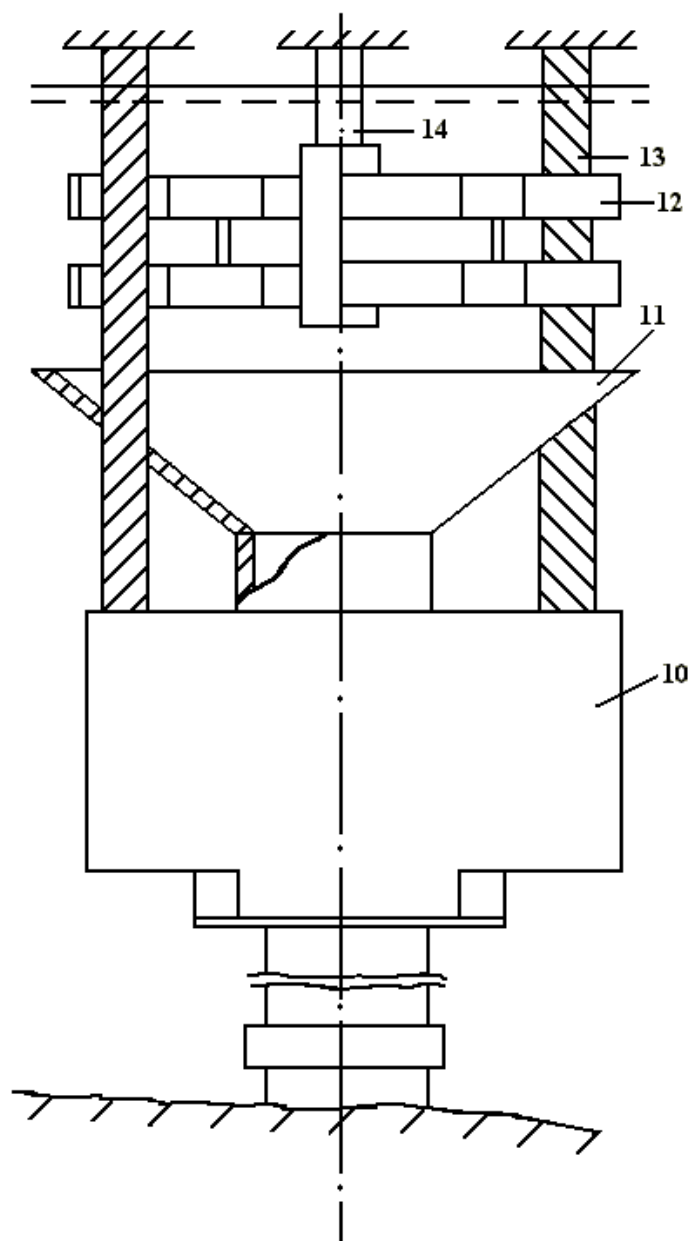


Рис. 18.5.

10 - забивное устройство; 11 - направляющая воронка; 12 - направляющая рамка; 13 - направляющие тросы; 14 - буровой снаряд

Кондуктор, с тросовыми направляющими для доставки в скважину буровых инструментов - заглублен под уровень воздействия волн. Позволяют бурить при волнении моря более 3 баллов. В качестве противовеса использован забивной снаряд, что облегчает кондуктор.

Недостаток - сложность обеспечения спуска инструмента из-за сложности обеспечения вписываемости спускаемого инструмента в интервале перехода от направляющих к кондуктору т.к. при дрейфе ПБУ направляющие отклоняются.

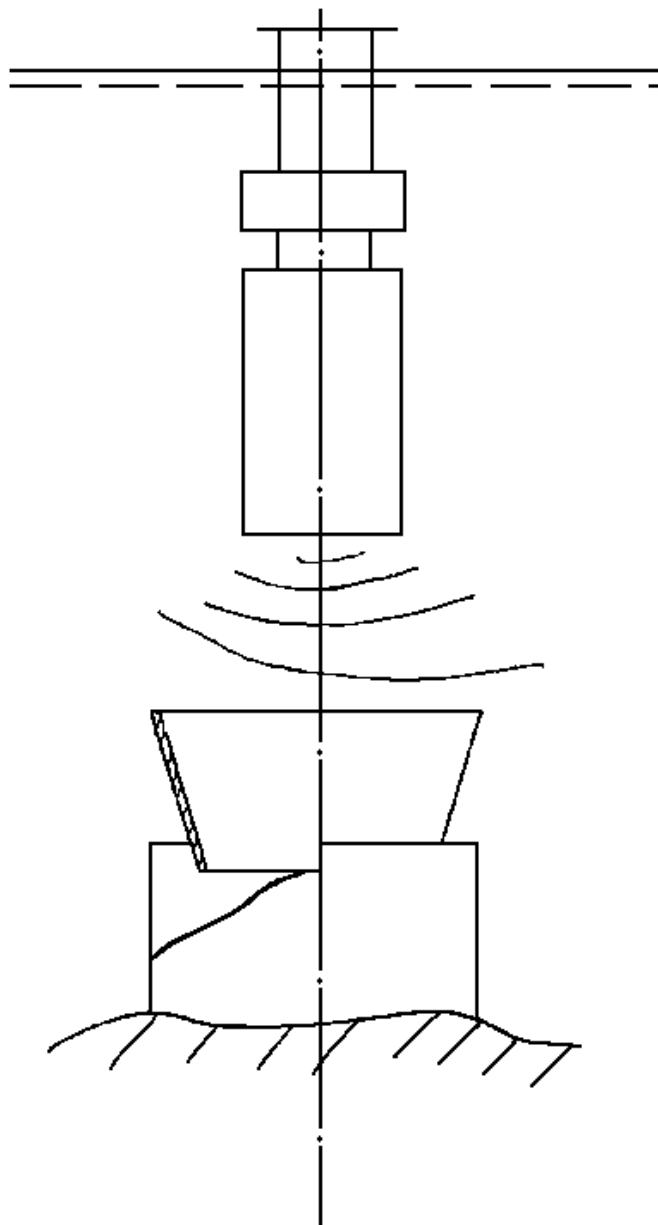


Рис. 18.6
С динамической стабилизацией ПБУ

Для подачи соответствующих команд устанавливаются индикатор положения и автоматическое контрольное устройство.

Индикатор положения фиксирует отклонение ПБУ от установленного положения при помощи наклонометра либо импульсной системы.

Спуск водозащитной колонны диаметром 762 мм с толщиной стенки 25,4 мм производится с помощью специальных приспособлений, включающих в себя канаты диаметром 60 мм, блока который подвешивается на тросах. Трубы водозащитной колонны соединяются между собой с помощью резьбовых соединений, устанавливаются и поддерживаются на столе ротора с помощью

кронштейнов грузоподъемностью 150 т, которые привариваются на тело трубы перед ее спуском и срезаются перед спуском стола ротора. Низ водозащитной колонны оборудуется башмаком с обратным клапаном. Приходное отверстие в бараче приспособлено для установки в него уплотнительного переводника, предназначенного для цементирования.

Цементирование водозащитной колонны производится с помощью бурильных труб, которые спускаются внутрь обсадной колонны и устанавливаются внутри башмака. Низ бурильной колонны оборудован уплотнительным проводником. Основным преимуществом данного метода по сравнению с обычным способом цементирования является: сокращение сроков, уменьшение стоимости и улучшение качества цементирования.

После определения герметичности уплотнительного переводника в башмаке колонны, через бурильные трубы закачивается порция цементного раствора объемом, необходимым для заполнения заданного интервала кольцевого пространства, а затем продавочная жидкость и цемент поднимаются до дна моря, после чего, процесс цементирования прекращается и бурильные трубы извлекаются из обсадной колонны.

На этом первый этап бурения морской скважины считается законченным. После ОЗЦ водозащитная колонна оборудуется девертером, который представляет собой видоизмененный универсальный превентор и устанавливается под столом ротора. Основное назначение девертора - это предотвращение возможного выброса через стол ротора при вскрытии пластов с высоким аномальным давлением залегающих на небольшой глубине. Отвод флюида или газа из жидкости в этом случае производится по трубам большого диаметра (12") выходящих на разные борта ПБУ. Задавливание скважины обеспечивается путем интенсивной закачки морской воды до прекращения выброса. Встреча пластов с АВПД на глубинах 200 - 300 м маловероятна, но однако, иногда это возможно и безопасность работ на море - это прежде всего. Дальнейший процесс строительства морской скважины имеет незначительные отличия от бурения скважины на суше. В основном эти особенности заключаются в организации материально-технического обеспечения ПБУ, в

наличии оборудования и инструментов, способствующих достижению высоких технико-экономических показателей морского бурения.

При бурении морских скважин на шельфе о. Сахалин принята типовая конструкция скважин, которая в большинстве случаев используется при бурении с ПБУ за рубежом. После обвязки водозащитной колонны производится бурения скважины под удлиненное направление диаметром 508 мм, которое спускается на глубину до 300-400 м, при бурении под эту колонну применяется следующая компоновка: долото диаметром 600 мм, УБТ 245-180 м, стабилизатор 660 мм, УБТ 245 мм -36 м, УБТ 203 мм-70 м, СБТ - 127 мм.

Режим бурения: нагрузки 35 т, число оборотов ротора 30-30 об/мин, производительность 60 - 62 л/сек, давление на выкиде 100 - 120 атм. Бурение под удлиненное направление производится на глинистом растворе. Спуск обсадной колонны Ø508 мм производится с помощью спайдер - элеватора и клиньев. Цементирование обсадной колонны аналогично цементированию водозащитной колонны. После ОЗЦ начинается оборудование устья скважины, эти работы заключаются в установке пьедестального фланца, на котором монтируется комплект превенторов, состоящий из 2-х плащечных превенторов с плашками под бурильные трубы и универсального превентора. Рабочее давление - 140 кг/см². После разбуривания башмака обсадной колонны производится опрессовка цементного кольца за колонной. Эта операция по своей сущности несколько отличается от аналогичных операций, проводимых в сухопутном бурении. Отличие заключается в том, что при проведении этой операции определяется давление приемистости, т.е. фиксируется та величина избыточного давления, при превышении которой, пласт начинает принимать промывочную жидкость. Знание величины давления приемистости важно при последующем бурении скважины, т.к. по этой величине можно определить наиболее максимальный удельный вес промывочной жидкости, при котором бурение скважины будет производиться без осложнений. Следующая обсадная колонна - техническая, диаметром 340 мм в большинстве случаев. Спускается на глубину 1200-1300 м. Бурение до глубины 1300 м ведется следующей компоновкой: долото Ø311,1 мм, УБТ Ø 203 мм - 18 м, стабилизатор Ø 311,1 мм, УБТ Ø 203 мм - 80 - 100 м, остальные бурильные трубы Ø 127 мм.

Режим бурения следующий: нагрузка 12 - 14 т, число оборотов ротора 90-100 об/мин, производительность насосов 50-55 л/сек, давление на выходе насосов - 180-190 кг/см². После доведения забоя скважины до 1500 м производятся электрометрические работы и затем ствол скважины расширяется до диаметра 444,5 мм. Расширка скважины производится с помощью 3-х шарошечных расширителей диаметром - 444,5 мм.

Техническая обсадная колонна Ø340 мм спускается на спайдер - элеваторах, для заворота труб применяется специальный гидравлический ключ. Цементирование обсадной колонны производится двухступенчатым методом, для этого в компоновку обсадной колонны включается муфта для двухступенчатого цементирования.

Для повышения качества цементирования обсадная колонна спускается с цементирующими фонарями и лепестковой корзиной, которая устанавливается под муфтой 2-х ступенчатого цементирования, она позволяет на 10-15 атм. снижать давление от столба цементного раствора на стенки скважины, где возможны случаи поглощения промывочной жидкости или цементного раствора.

После спуска 1 технической колонны к ОЗЦ производится демонтаж превенторов и монтаж следующих превенторов: превентора с плашками под бурильные трубы; двойного превентора, состоящего из набора плашек под бурильный инструмент и глухих плашек и универсального превентора. Плашечные превентора спрессовываются на давление 350 атм.

Вторая техническая колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 2200-2100 м. Бурение под эту колонну производится следующей компоновкой: долото Ø 311,1 мм, УБТ Ø 203 мм - 9,0 м, стабилизатор Ø 311,1 мм, УБТ Ø 203 мм-18 м, стабилизатор Ø 311,1 мм, УБТ Ø 203 мм - 130 м, остальное бурильные трубы Ø 127 мм.

Режим бурения под эту колонну следующий: нагрузка 15 т ÷ 20 т, число оборотов ротора 90-130 об/мин, производительность насосов 30-40 л/сек., давление на выкиде насосов 190-200 атм. Оборудование для спуска этой

колонны и ее цементирование аналогично предыдущей первой технической колонне.

После ОЗЦ второй технической колонны производится обвязка устья скважины. Комплект превенторов оставляется прежний, только лишь устанавливается дополнительная переходная катушка на колонну диаметром 245 мм.

Последующее бурение до проектной глубины скважины (3000-3400) осуществляется для спуска эксплуатационного хвостовика диаметром 178 мм. Для бурения под хвостовик используется следующая компоновка: долото $\varnothing$ - 215,9 мм, УБТ $\varnothing$ 65 мм - 18,0 м, стабилизатор $\varnothing$ 215 - 9 мм, УБТ $\varnothing$ 195 мм - 200 м, бурильные трубы $\varnothing$ 127 мм. Режим бурения следующий: нагрузка 17-20 т, число оборотов ротора 60-90 об/м, производительность 25-30 л/сек, давление на выкиде насосов - 180-200 атм. Хвостовик $\varnothing$ 178 мм допускается на бурильных трубах и устанавливается в предыдущей колонне с помощью подвесок механического или гидравлического действия. Механическая подвеска устанавливается посредством различных манипуляций с бурильными трубами с поверхности. Для установки гидравлической подвески создается давление с помощью буровых насосов. При определенном давлении скользящие клинья - перемещаясь вверх, соприкасаются с обсадной колонной и заклинивают в ней хвостовик. Для получения, высокие технико-экономических показателей строительства скважин при бурении на шельфе о. Сахалин применяются несколько типов долот.

Для разбуривания самых мягких и слабо сцементированных пород залегающих, как правило, в верхней части геологического разреза используется долото, вооружение шарошек, которых представлено очень крупными широко расставленными стальными зубьями, на вершины и передние грани которых, наплавлен мелкозернистый релит. Опора выполнена по следующей схеме: ролико-шарик-подшипник скольжения (ЗА).

Для бурения мягких, но уже приближающихся к средним по твердости породам используются долота с меньшим смещением осей шарошек, имеют более мощное вооружение колеблющихся элементов - вставили

твердосплавные зубки. Для долот этого типа и долот, применяемых для разбуривания твердых пород характерны герметизированные опоры с наличием автономного питания подшипников смазкой в процессе бурения (ХЗА). Правильный выбор бурового раствора, наряду с оптимальными гидравлическими параметрами промывки значительно позволяют повысить эффективность работы долот. Гидравлические параметры промывки конкретных условий определяются непосредственно на ПБУ. Кроме плавучей буровой установки самоподъемного типа бурение морских скважин на шельфе о. Сахалин также производилось с помощью полупогружной плавучей буровой установки. Плавучая полупогружная установка имеет следующие основные характеристики:

- длина корпуса - 64,0 м;
- ширина - 61,0 м;
- высота
- длины понтонов до главной палубы - 31 м;
- вес - 9109 т;
- рабочая осадка - 18 м.

Техника и технология бурения и особенно оборудование устья скважины с полупогружной установки существенно отличается от самоподъемного типа установок. Морское бурение с полупогружной установки связано с целым рядом трудностей, одной из которых является вертикальная качка установки при волнении моря. Стабилизация установки над точкой бурения осуществляется с помощью 8 якорей, сама установка оснащена различными устройствами для механизации работ, сложным подводным противовыбросовым оборудованием, а также устройствами компенсирующими действие вертикальной качки установки на бурильную колонну. Несмотря на большие затраты на сооружение и оборудование плавучей полупогружной установки, ее применение, оказывается выгодным благодаря мобильности, оперативности при бурении.

Для компенсации вертикальных перемещений полупогружной установки используется амортизирующий переводник, который входит в состав

бурильной колонны. Он представляет собой скользящее телескопическое соединение и является элементом бурильной колонны.

При качке полупогружной установки и вертикальных ее перемещений водозащитная колонна растягивается или сжимается, а при смещении установки от центра скважины - изгибается, тем больше, чем дальше отходит установка от оси скважины, поэтому конструкция водозащитной колонны отличается от конструкций используемых на подъемной установке.

Для обеспечения прочности морской водозащитной колонны в конструкцию вводятся следующие компоненты и устройства:

- скользящее телескопическое соединение, в верхней части колонны под ротором, для компенсации вертикальных перемещений установки;
- шарнирный узел, который устанавливается в низу колонны, около блока превенторов, для компенсации изгиба при смещении установки;
- натяжного устройства, устанавливаемого на палубе установки, для создания растягивающего усилия, прикладываемого к водозащитной колонне.

На полупогружной установке существенно отличается конструкция и оборудование устья скважины. Технология оборудования устья скважины заключается в следующем:

1. С помощью бурильной колонны на дно опускается временная направляющая база в виде бетонного кольца, утяжеленная баритом. К ушкам базы перед спуском прикрепляют направляющие канаты, которые натягиваются с установки;
2. В отверстие базы спускается долото, направляемое двумя канатами и приспособлением, для бурения скважины под направление;
3. Скважина бурится и расширяется до необходимого диаметра с промывкой водой и затем заполняется качественным глинистым раствором;
4. Направление диаметром 762 мм вместе с постоянной направляющей базой спускается в скважину и цементируется на всю длину;
5. С помощью гидравлического соединения производится стыковка райзера (водозащитной колонны).

Постоянная направляющая база служит для направления и центрирования блока противовыбросового оборудования. После бурения под кондуктор,

производится его спуск и затем на постоянной направляющей базе устанавливается первая сборка блока превенторов. После окончания цикла строительства морской скважины, выяснения перспективности наличия нефти и газа, производится комплекс работ по ее ликвидации, как выполнившей свое геологическое назначение.

Работы по ликвидации морской скважины обеспечиваются с полной охраной окружающей среды; а также возможного поиска данной скважины для продолжения ведения каких-либо работ по данной скважине.

После испытания последнего объекта, в интервале перворации, на 50 м выше и на 25 м ниже кровли испытанного пласта устанавливается цементный мост. Скважина заполняется качественным глинистым раствором с параметрами, которыми производилось задавливание последнего объекта. Обсадные колонны диаметром 245 мм, 340 мм, 508 мм и водозащитная колонна Ø 762 мм срезаются соответственно 7, 5, 3 метра ниже уровня моря. Последняя, водозащитная колонна обрезается на 0,5 м ниже дна моря. Срезка колонн производится при помощи труборезок с заменой резцов для различных диаметров колонн. Срезанные трубы с помощью труболовки извлекается из скважины и ликвидационные работы по скважине считаются законченными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Соловьева Н.В. Заканчивание скважин: Учебно-методическое пособие для выполнения курсового проекта для студентов, обучающихся по специальности 090800 «Бурение нефтяных и газовых скважин» - Альметьевск: АГНИ, 2005. - 88 с.
- 2 Зозуля Н.Е., Фатхуллин Р.Х., Соловьева Н.В., «Заканчивание скважин строительством», АГНИ, 2002 г., 130 с.
- 3 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Выпуск 4-М: Федеральный горный и промышленный надзор России, 2003 г., 312 с.
- 4 Зозуля Н.Е., Соловьева Н.В. Природоохраняемые мероприятия при строительстве скважин: Учебное пособие, - Альметьевск: АГНИ, 2002г., 60с.
- 5 Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М., Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учебное пособие для вузов.- М: Недра, 1999. - 424с.: ил.
- 6 Поляков В.И., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. «Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин». - Уфа: «ТАУ», 1999. - 408с
- 7 Соловьев Е.М. «Задачник по заканчиванию скважин: Учебное пособие для вузов». - М: Недра, 1989. - 251с.: ил.
- 8 Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк Я.М. «Типовые задачи и расчеты в бурении. Учебное пособие для техникумов. 2-е изд., перераб. и доп.» - М: Недра, 1982. - 296с.
- 9 Серeda Н.Г.. Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М: Недра, 1988. - 360с.: ил.
- 10 Башлык С.М., Загибайло Г.Т. Бурение скважин: Учебник для сред. спец. учеб. завед. - 2-е изд., перераб. и доп. - М: Недра, 1990. - 477с.: ил.
- 11 Булатов А.И., Аветисов, А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 кн. Кн.3 - 2-е изд. перераб и доп. - М.: Недра, 1995 - 320с.: ил.
- 12 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учебное пособие для ВУЗов - М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000 - 670с.: ил.

13. В.П. Овчинников Заканчивание скважин. Конспект лекций – Тюмень: ТГНУ, 1995 г., 237с.