

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПЕРПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

PETROLEUM LEARNING CENTRE

Дмитриев А.Ю.

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

Издательство
Томского политехнического университета
2008

УДК 622.24 (031)

Дмитриев А.Ю.

Основы технологии бурения скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 216 с.

В учебном пособии рассмотрены вопросы по основам технологии бурения скважин, приведено и освещено основное оборудование, применяемое при строительстве скважин, современные зарубежные и отечественные буровые установки, компоненты компоновок бурильных колонн, типы буровых долот и условия их применения, давления, действующие на бурильную и обсадную колонны, принципы контроля скважины, основные функции и свойства бурового раствора, область применения вертикального и направленного бурения, технологии производства работ, противовыбросовое оборудование, применяемое при бурении скважин, назначение и виды обсадных колонн; процесс цементирования скважины, назначение, функции и свойства цемента, продемонстрирована последовательность процесса проектирования скважин.

Последовательное краткое и четкое изложение цикла вопросов, связанных с процессом строительства нефтяных и газовых скважин, последовательностью проведения технологических операций, практические расчеты, дает возможность в сжатые сроки получить необходимые теоретические и практические знания по рассматриваемым проблемам. Материал изложен на основе современных достижений теории и практики в нефтяном инжиниринге.

Пособие предназначено для слушателей магистерской программы «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» направления 130500 «Нефтегазовое дело». Может быть использовано в качестве учебного пособия студентами нефтяных и геологических специальностей.

УДК 622.24 (031)

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензент

Кандидат технических наук
начальник центра проектирования и разработки месторождений
ОАО «Томскгазпром»
Мангазеев П.В.

© Томский политехнический университет, 2008
© Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2008
© Дмитриев А.Ю., 2008

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ [1]	5
1. ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИНЫ	7
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	22
2.1. Основные термины и определения	22
2.2. Способы бурения скважин	28
2.3. Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин	32
3. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ПРОЦЕСС ИХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ	47
4. ТехнОлогический БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ	55
4.1. Породоразрушающий инструмент	55
4.2. Бурильная колонна	67
4.3. Забойные двигатели	77
5. РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ	82
5.1. Влияние режимных параметров на показатели бурения	83
5.2. Особенности режимов вращательного бурения	86
6. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ	88
6.1. Условия бурения с применением буровых промывочных жидкостей	88
6.2. Способы промывки	90
6.3. ФУНКЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА	91
6.4. Классификация буровых растворов	96
6.5. Гидравлика	98
6.6. Параметры буровых растворов и методы их измерения	99
6.7. Отбор пробы бурового раствора и подготовка к измерению	101
6.8. Промысловые испытания бурового раствора	101
6.9. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	110
7. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН	114
7.1. Общие закономерности искривления скважин	119
7.2. Измерение искривления скважин	120
7.3. Типы профилей и рекомендации по их выбору	123
7.4. Технические средства направленного бурения	126
7.5. Бурение скважин с кустовых площадок	130
8. ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ	133
8.1. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины	133
8.2. Предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора	135
8.3. Предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними	137
8.4. Расчет основных показателей для ликвидации нгвп	142

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ	148
9.1. Общие сведения	148
9.2. Разработка конструкции скважины	149
9.3. Технические характеристики обсадных колонн	151
9.4. Компоновка обсадной колонны	158
9.5. Определение режимов эксплуатации и расчет нагрузок на обсадную колонну	160
9.6. Подготовительные мероприятия к спуску обсадной колонны, спуск обсадной колонны	166
10. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН	170
10.1. Общие сведения о цементировании скважин	170
10.2. Технология цементирования	172
10.3. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин	176
10.4. Оборудование для цементирования скважин	183
10.5. Осложнения при креплении скважин	187
10.6. Факторы, влияющие на качество крепления скважин	187
10.7. Заключительные работы и проверка результатов цементирования	192
10.8. Расчет цементирования	194
11. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА	197
11.1. Вскрытие продуктивного пласта бурением	198
11.2. Методы вскрытия продуктивных горизонтов (пластов)	199
12. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	202
13. ОСНОВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, УЧЕТ И КОНТРОЛЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	209
КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	212
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	215

ВВЕДЕНИЕ [1]

Первые скважины в истории человечества бурили ударно-канатным способом за 2000 лет до нашей эры для добычи рассолов в Китае.

До середины 19 века нефть добывалась в небольших количествах, в основном из неглубоких колодцев вблизи естественных выходов ее на дневную поверхность. Со второй половины 19 века спрос на нефть стал возрастать в связи с широким использованием паровых машин и развитием на их основе промышленности, которая требовала больших количеств смазочных веществ и более мощных, чем сальные свечи, источников света.

Исследованиями последних лет установлено, что первая скважина на нефть была пробурена ручным вращательным способом на Апшеронском полуострове (Россия) в 1847 г. по инициативе В.Н. Семенова. В США первая скважина на нефть (25 м) была пробурена в Пенсильвании Эдвином Дрейком в 1959 г. Этот год считается началом развития нефтедобывающей промышленности США. Рождение российской нефтяной промышленности принято отсчитывать от 1964 г., когда на Кубани в долине реки Кудако А.Н. Новосильцев начал бурить первую скважину на нефть (глубиной 55 м) с применением механического ударно-канатного бурения.

На рубеже 19–20 веков были изобретены дизельный и бензиновый двигатели внутреннего сгорания. Внедрение их в практику привело к бурному развитию мировой нефтедобывающей промышленности.

В 1901 г в США впервые было применено вращательное роторное бурение с промывкой забоя циркулирующим потоком жидкости. Необходимо отметить, что вынос выбуренной породы циркулирующим потоком воды изобрел в 1848 г. французский инженер Фовелль и впервые применил этот способ при бурении артезианской скважины в монастыре св. Доминика. В России роторным способом первая скважина была пробурена в 1902 г. на глубину 345 м в Грозненском районе.

Одной из труднейших проблем, возникших при бурении скважин, особенно при роторном способе, была проблема герметизации затрубного пространства между обсадными трубами и стенками скважины. Решил эту проблему русский инженер А.А. Богушевский, разработавший и запатентовавший в 1906 г. способ закачки цементного раствора в обсадную колонну с последующим вытеснением его через низ (башмак) обсадной колонны в затрубное пространство. Этот способ цементирования быстро распространился в отечественной и зарубежной практике бурения.

В 1923 г. выпускник Томского технологического института М.А. Капелюшников в соавторстве с С.М. Волохом и Н.А. Корнеевым изобрели гидравлический забойный двигатель – турбобур, определивший принципиально новый путь развития технологии и техники бурения нефтяных и газовых скважин. В 1924 г. в Азербайджане была пробурена первая в мире скважина с помощью одноступенчатого турбобура, получившего название турбобура Капелюшникова.

Особое место занимают турбобуры в истории развития бурения наклонных скважин. Впервые наклонная скважина была пробурена турбинным способом в 1941 г. в Азербайджане. Совершенствование такого бурения позволило ускорить разработку месторождений, расположенных под дном моря или под сильно пересеченной местностью (болота Западной Сибири). В этих случаях бурят несколько наклонных скважин с одной небольшой площадки, на строительство которой требуется значительно меньше затрат, чем на сооружение площадок под каждую буровую при бурении вертикальных скважин. Такой способ сооружения скважин получил наименование кустового бурения.

В 1937–40 гг. А.П. Островским, Н.Г. Григорьяном, Н.В. Александровым и другими была разработана конструкция принципиально нового забойного двигателя – электробура.

В США в 1964 г. был разработан однозаходный гидравлический винтовой забойный двигатель, а в 1966 в России разработан многозаходный винтовой двигатель, позволяющий осуществлять бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.

В Западной Сибири первая скважина, давшая мощный фонтан природного газа 23 сентября 1953 г. была пробурена у пос. Березово на севере Тюменской области. Здесь, в Березовском районе зародилась в 1963 г. газодобывающая промышленность Западной Сибири. Первая нефтяная скважина в Западной Сибири зафонтанировала 21 июня 1960 г. на Мулымьинской площади в бассейне реки Конда.

1. ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИНЫ

Продуктивность скважины – это то возможное количество жидкости или газа, которое мы можем добыть из скважины и доставить к потребителю. Продуктивность определяется дебитом скважины.

Все, что мы делаем на скважине, влияет на ее продуктивность. Любые наши действия (или бездействие) ведут к изменению дебита. При огромной трудоемкости и материалоёмкости скважина является очень хрупкой. Скважинам очень легко нанести ущерб и потребуются большие затраты для его исправления или ликвидации. Скважины, на которых принято неверное решение, произведены неправильные действия, или просто не выполнены какие-либо операции, ведут к потере дебита, и, следовательно, к потере прибыли.

Какие меры нужно предпринять, чтобы заставить скважину работать с наибольшей отдачей? Что нужно сделать, чтобы не причинить ей ущерб?

Важным путём решения проблем является **четкая работа специалистов по бурению и по ремонту скважин**, которые должны владеть процессом механизированной добычи, знать причины повреждения скважин и практические методы, которые наилучшим образом ведут к правильному выбору, подготовке, запуску скважинного оборудования, увеличению его сроков эксплуатации, снижению повреждений скважин и, тем самым, обеспечивает максимальную продуктивность.

Ресурсы месторождений весьма разнообразны и по объемам, и по форме; тем не менее, существуют две их категории, где применение методов повышения продуктивности наиболее плодотворно. Первая из них – это скважины-кандидаты на интенсификацию добычи, находящиеся на заключительном этапе своей эксплуатации; возможно, они уже близки к истощению, однако стоят того, чтобы обратить на них внимание. Вторая категория – это продуктивные скважины, обладающие существенным потенциалом повышения продуктивности при грамотном применении соответствующих технологий. Специалисты производственных объектов должны рассматривать целый ряд вопросов при выборе методов повышения продуктивности на конкретных скважинах:

- Какие методы были успешно применены ранее?
- Имеется ли новая технология, которую можно было бы попробовать?
- Какова вероятность снижения достигнутого уровня добычи по сравнению с вероятностью достижения нового уровня добычи?
- Оправдан ли соответствующий риск?
- Имеем ли мы дело всего лишь с разовой попыткой в данном регионе или могут существовать и другие возможности?

Как скважина дает нефть?

Свой путь поток пластовой жидкости начинает из зоны дренирования, под действием перепада давления между пластовым и забойным давлением (рис. 1.1), устремляется по пласту к скважине. Дальнейшее движение флюида связано с его подъемом на поверхность и движением по сборным трубопроводам до дожимной насосной станции (ДНС), где происходит сепарация и «дожим» жидкости дальше для подготовки. Таким образом, процесс добычи осуществляется на трех участках: ПЛАСТЕ, ЛИФТЕ, СБОРНОМ ТРУБОПРОВОДЕ.

Течение флюида в системе пласт – скважина – сборные коллекторы

При работе скважины поток жидкости вызывает потерю давления в системе. Три типа потерь давления связаны с продуктивностью скважины:

- в пласте;
- в НКТ;

- на устье и инженерных сооружениях.

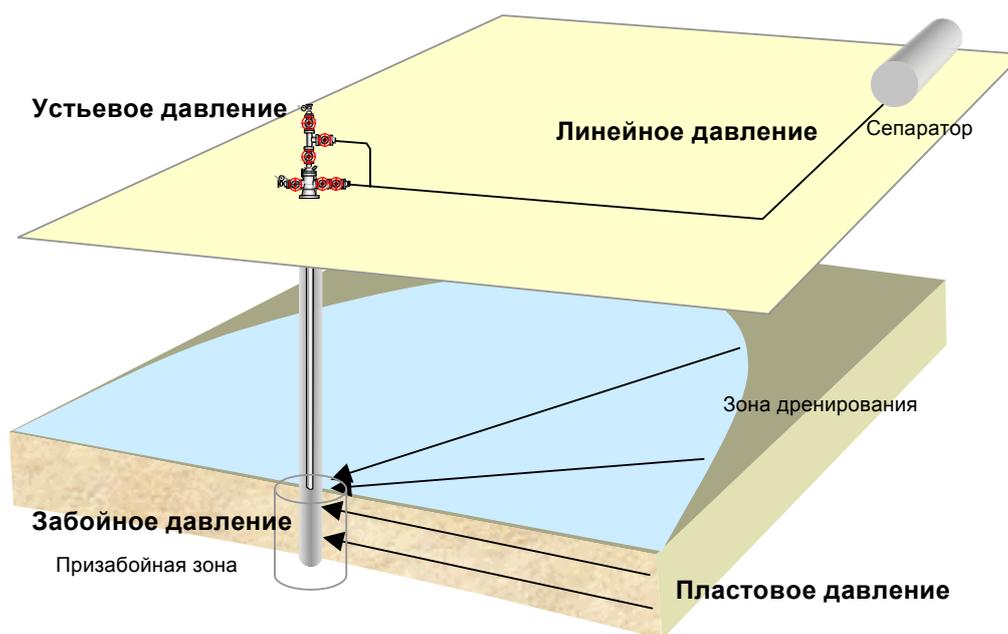


Рис. 1.1. Система пласт – скважина – сборные коллекторы

В пласте движение жидкости определяется депрессией между гидродинамическим забойным давлением и пластовым давлением.

Второй перепад давления создается при прохождении пластовой жидкости через НКТ. Определенное давление требуется для прохождения через штуцер и инженерные сооружения на поверхности и транспортировки флюида через коллектора до сепаратора.

Перепад давления здесь будет изменяться с течением времени работы коллектора.

Четыре вида давления влияет на работу скважины:

- **пластовое давление;**
- **забойное давление;**
- **устьевое (буферное) давление;**
- **линейное давление.**

Перепад давления в системе будет изменяться с течением времени работы коллектора. Все точки, от зоны дренирования пласта до сепаратора называются **узлами**, а проведение анализа влияния изменения давления на производительность системы называется узловым анализом **NODAL**.

Как движется нефть в пласте?

Движение нефти в пласте, вызванное депрессией, начинается с радиуса дренирования скважины, и осуществляется радиально от зоны дренирования к стволу скважины по простиранию и параллельными потоками по профилю пласта. По мере движения пластовой жидкости к стволу скважины ее поток увеличивается и растет давление гидродинамического сопротивления. Наибольшего значения оно достигает в призабойной зоне пласта (ПЗП). График изменения давления в окрестности скважины представлен на рис. 1.2 и называется депрессионной воронкой. Решающую роль в определении величины дебита скважины по жидкости играет забойное давление – **чем ниже забойное давление, тем больше дебит скважины.**

Большой перепад давления в ПЗП приводит к различным явлениям: выпадению солей, выносу в скважину твердых частиц пород пласта, образованию отложений смол, асфальтенов, возникновению турбулентного движения жидкости и т. д. Все эти явления ухудшают условия фильтрации жидкости из пласта и называются скин – эффектом.

Любые преграды, мешающие течению флюида, в пласте называются СКИНом. Проблемы, связанные с нарушением течения в подъемнике, устьевом оборудовании, сборном коллекторе называются псевдо-скинами. СКИН породы-коллектора в природных условиях равен 0. При нанесении ущербов естественным коллекторским свойствам пласта при вскрытии пласта, эксплуатации или ремонте скважин – величина СКИНа становится больше 0. В результате проведения обработок ПЗП, приводящих к улучшению коллекторских характеристик (ГРП, кислотные обработки и др.) СКИН может принимать отрицательные значения.

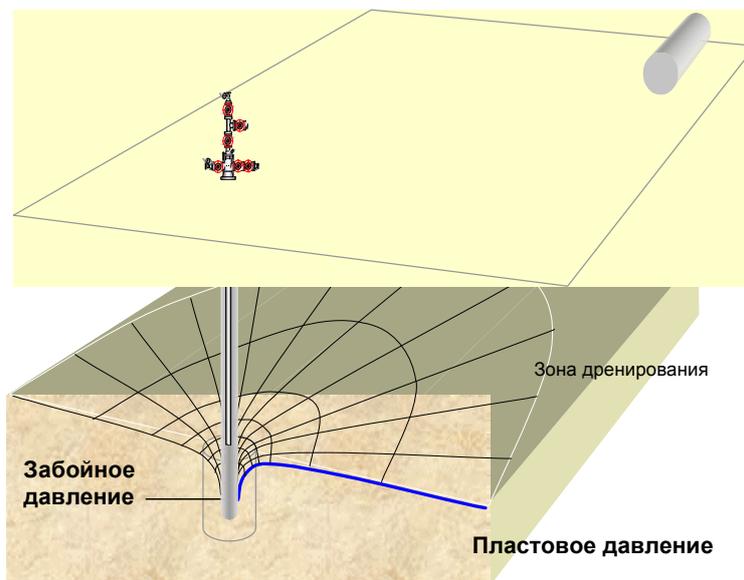


Рис. 1.2. Воронка депрессии

Движение жидкости в фильтрационной среде (пласте-коллекторе) достаточно хорошо изучено и происходит по закону Дарси и характеризуется формулой:

$$Q_{ж} = k_{пр} (P_{пл} - P_{заб}), \quad (1.1)$$

т. е. дебит скважины прямо пропорционален депрессии.

При плоско-радиальном течении флюида в пласте закон Дарси будет иметь следующий вид:

$$Q_n = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{18,4 \mu_n \beta_n \left(\ln \frac{r_{др}}{r_{скв}} - 0,75 + S \right)}, \quad (1.2)$$

где μ_n – вязкость пластового флюида, сПз; $r_{скв}$ – радиус скважины, м; k – проницаемость, мДарси; S – скин; β_n – пластовый объемный фактор; $r_{др}$ – радиус зоны дренирования скважины, м; h – толщина пласта, м.

Графически данная зависимость выглядит так (рис. 1.3).

Индекс или коэффициент продуктивности – $k_{пр}$ представляет собой отношение дебита скважины к перепаду давлений на забое.

$$k_{пр} = q_n / (P_{пл} - P_{заб}). \quad (1.3)$$

Угол наклона индикаторной кривой определяется коэффициентом продуктивности.

При течении по пласту газа его поток описывается формулой Вогеля. Формула Вогеля для пласта, не имеющего нарушений и с добычей при давлении ниже давления насыщения основывается на теории работы залежи в режиме растворенного газа:

$$\frac{Q_{нас}}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2. \quad (1.4)$$

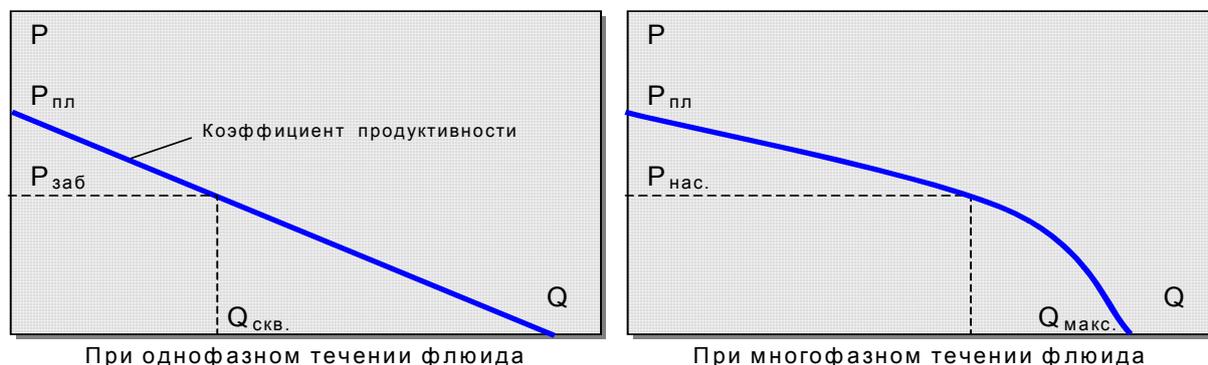


Рис. 1.3. Индикаторная кривая

При условиях, что забойное давление ниже давления насыщения поток флюида представляет собой мультифазный и описывается комбинированной формулой Дарси – Вогеля для нефтяных скважин.

Максимальный дебит для нефтяных скважин (Q_{max}) при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом определяется по комбинированной формуле Дарси – Вогеля:

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{K_{пр} \times P_{нас}}{0,8}, \quad (1.5)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом; $Q_{нас}$ – дебит при котором забойное давление равно давлению насыщения.

Из графиков и формул видно, что течение жидкости в пласте происходит по линейной зависимости при давлениях выше давления насыщения. При давлениях ниже давления насыщения течение жидкости происходит по квадратичной зависимости.

Чем определяется характеристика вертикального лифта?

Вертикальный лифт характеризуется изменением давления – рейтингом течения жидкости из пласта до поверхности.

$$-144 \times \frac{dP}{dL} = \left(\frac{g}{g_c} \right) \times \rho \times \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2g_c d} + \rho \frac{V dV}{g_c \alpha(dL)}, \quad (1.6)$$

где: dP/dL – падение давления по единице длины трубы; ρ – плотность жидкости; θ – угол наклона трубы; v – скорость движения жидкости; f – коэффициент трения; d – внутренний диаметр трубы; α – поправочный коэффициент для компенсации колебаний скорости по сечению трубы (он изменяется от 0,5 при ламинарном режиме до 1,0 при полностью турбулентном течении).

Градиент давления в данной формуле является суммой трех составляющих:

- гидростатического градиента;
- градиента трения;
- градиента ускорения.

В чем особенности течения жидкости в нефтесборном коллекторе?

Во время прохождения флюида по сборным коллекторам к сепаратору гидростатический градиент имеет достаточно малое значение.

Однако следует помнить, что если при прохождении жидкости в лифте и сборном трубопроводе, степень градиента гидростатического давления составляет менее 90 %, то необходимо провести работы по смене труб лифта или трубопровода на больший диаметр.

Что такое узловой анализ NODAL?

При наложении графиков движения флюида в пласте и по лифту и нефтесборному коллектору можно определить потенциальный дебит скважины, а также проектировать необходимые мероприятия по стимуляции пласта, одбору скважинного оборудования и т. п. Такой анализ называется узловым анализом NODAL.

Рассмотрим график (рис. 1.4). Зеленым цветом изображен график движения флюида в пласте (индикаторная кривая). Точка пересечения с графиком, описывающим течение флюида в трубопроводе (синий график) определяет потенциальный дебит скважины Q_1 . При увеличении скин до 2 дебит скважины падает q_2 , при проведении ГРП, скин уменьшается до -4 , соответственно дебит увеличивается q_{-4} . При увеличении давления в трубопроводе мы наблюдаем понижение дебита до значения Q_2 .

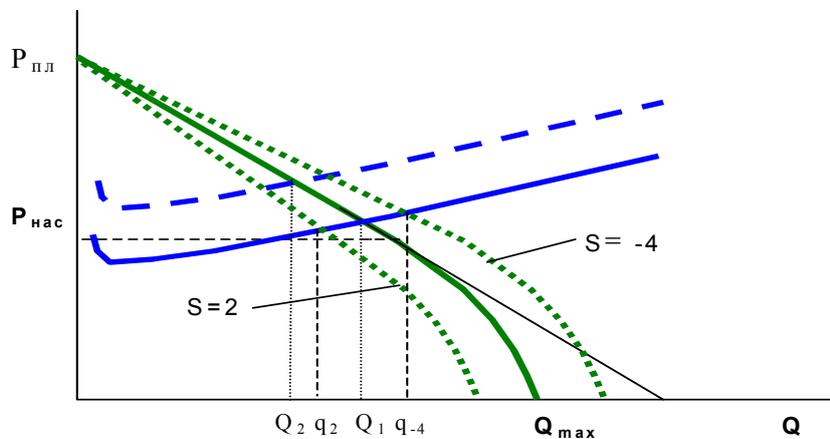


Рис. 1.4. Графический анализ работы скважины

Таким образом, мы можем прогнозировать потенциальный дебит скважины и проектировать мероприятия по увеличению дебита скважины за счет интенсификации работы пласта и расчета скважинного оборудования и сборных коллекторов.

Что такое интенсификация и оптимизация?

Проанализируем параметры формулы Дарси. Такие параметры как коэффициент проницаемости и мощность пласта, величины, отражающие природные факторы и в связи с этим не изменяются с течением времени. Величина пластового давления при нашем уровне разработки поддерживается постоянной за счет работы системы ППД, она также с течением времени величина изменяющаяся достаточно мало.

Теперь рассмотрим величины в знаменателе — вязкость флюида и объемный коэффициент величины тоже постоянные, радиус скважины и радиус дренирования также не подвергаются изменениям.

$$Q_n = \frac{kh (P_{пл} - P_{заб})}{18,4 \mu_n \beta_n \left(\ln \frac{r_{др}}{r_{ска}} - 0,75 + S \right)}$$

Оптимизация

Интенсификация

Таким образом, только два параметра – забойное давление и скин влияют напрямую на производительность скважины. Работы, проводимые в призабойной зоне пласта для уменьшения скин, называются **интенсификацией добычи нефти**. Мероприятия, связанные с уменьшением забойного давления, направлены на **оптимизацию работы скважинного оборудования**.

Что такое повреждение пласта?

Повреждение пласта – это такое условие, при котором создаются «барьеры» для притока к стволу скважины, что ведет к более низкому, чем предполагалось, дебиту или снижению эффективности закачки.

Повреждение вблизи ствола скважины ведет к снижению добычи. Близлежащая к стволу скважины зона является единственным местом, на которое мы оказываем воздействие.

Скин-фактор является мерой повреждений пласта. Это безразмерная величина. При естественных природных коллекторских свойствах пласта СКИН имеет нулевое значение. Увеличение скин-фактора означает снижение продуктивности скважины (рис. 1.5). Улучшение естественных свойств пласта (увеличение пористости, проницаемости).

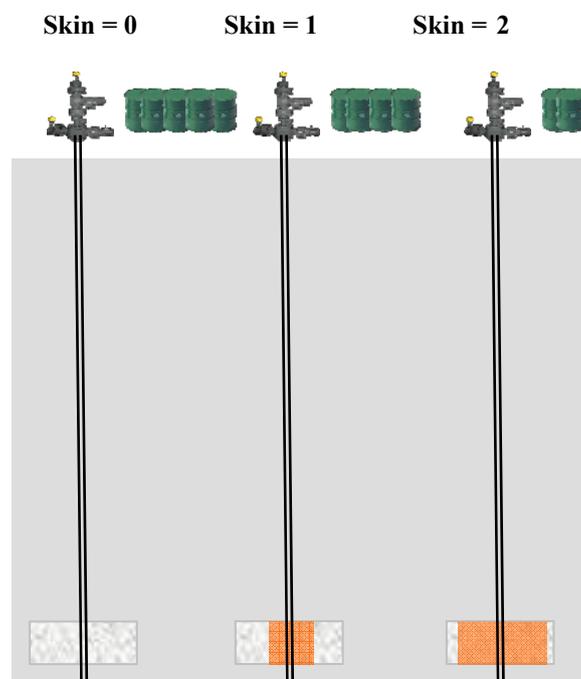


Рис. 1.5. Величина СКИНа в зависимости от повреждения пласта

Как мы способствуем повреждению пласта?

Повреждение призабойной зоны пласта может наступать при различных технологических операциях на скважине:

- первичное вскрытие продуктивного пласта при бурении скважины;
- во время крепления ствола скважины;
- во время заканчивания (освоения) скважины;
- во время проведения ремонтных работ;
- в течение эксплуатации скважины.

Что происходит со вскрытым пластом при бурении?

Как только буровое долото доходит до породы коллектора, мы начинаем влиять на продуктивность скважины.

Буровые растворы должны контролировать пластовое давление, выносить шлам, создавать глинистую корку, и, в идеале, наносить минимальный ущерб коллектору.

При бурении скважины гидростатическое давление раствора больше порового давления для обеспечения контроля над скважиной (предотвращения газонефтеводопроявлений). Следовательно, у раствора имеется движущая сила для проникновения в пласт (репрессия) (рис. 1.6).

Многие коллекторы являются чувствительными для повреждения от проникновения фильтрата раствора. При первичном вскрытии продуктивного пласта под действием репрессии происходит резкое поглощение фильтрата раствора и кольматация коллектора до образования фильтрационной корки. После того, как сформировалась фильтрационная корка, она фильтрует раствор таким образом, что в пласт попадает только фильтрат. Фильтрационный раствор вызывает повреждения путем физического закупоривания пор, возникающих при набухании глинистых частиц.

Буровые растворы имеют значительное содержание твердых частиц, которые охватывают широкий спектр с точки зрения их размеров. Сам раствор обычно не может проникнуть в пласт, т. к. его многие твердые частицы больше чем размер пор в матрице породы. Следовательно, на поверхности породы откладывается фильтрационная корка.



Рис. 1.6. Основные функции бурового раствора и возможные ущербы пласту при бурении

Закупоривание твердыми частицами может значительно снизить проницаемость, но из-за быстрого улавливания твердых частиц и построения внешнего фильтрационного пирога происходит незначительное проникновение в пласт.

Глины в песчаных пластах могут разбухать, после воздействия на них инородных жидкостей. При разбухании они закупоривают отверстия пор. Фильтрат раствора может вызывать дисперсию глины и ее перемещение по пласту. Такие глины могут закупоривать отверстия пор.

При смешивании несовместимого фильтрата раствора с пластовой водой, могут иметь место процессы солеотложений. Они так же могут кольматировать поры.

Химический состав бурового раствора, большое давление на выходе бурового раствора и время проходки через продуктивную зону, все это вызывает повреждение пласта.

Твердые частицы могут проникать в коллектор и мигрировать в самом коллекторе, что может приводить к закупориванию пор. Фильтраты жидкости могут вызывать обратные реакции в коллекторе, что приводит к отложению солей. Все эти факторы вызывают область повреждения вокруг ствола скважины и таким образом отрицательно влияют на продуктивность скважин.

Таким образом, уделяя должное внимание контролю над потерями раствора и химическому составу буровых растворов можно значительно повысить продуктивность скважин.

Какие повреждения возникают при креплении, заканчивании скважин и ремонте?

Каждый раз, когда мы закачиваем инородную жидкость в коллектор, имеется значительный риск нанесения ущерба пласту.

После бурения скважины обычно спускается колонна и проводится ее цементирование. Если в предыдущей главе мы рассматривали фильтрационные свойства бурового раствора, и, говорили, что они должны быть минимальными, то мы должны понимать, что фильтрационные свойства цементного раствора кратно больше. Это, во-первых, во-вторых, плотность цементного раствора значительно больше, чем плотность бурового раствора, следовательно, значительно больше репрессия на пласт, и, соответственно, глубина проникновения фильтрата в пласт. Пласту наносится значительный ущерб (рис. 1.7).



Рис. 1.7. Ущерб, наносимые пласту при цементировании

Причины некачественного цементирования

Неотцентрированная колонна.

После спуска колонна цементируется, затем производится перфорация необходимых интервалов. Колонна в стволе скважины должна быть отцентрирована для того, чтобы снизить риск перетоков жидкости через цемент. В противном случае жидкость или газ может проникнуть в ствол скважины и повлиять на ее продуктивность (рис. 1.8).

Последствия неправильного центрирования

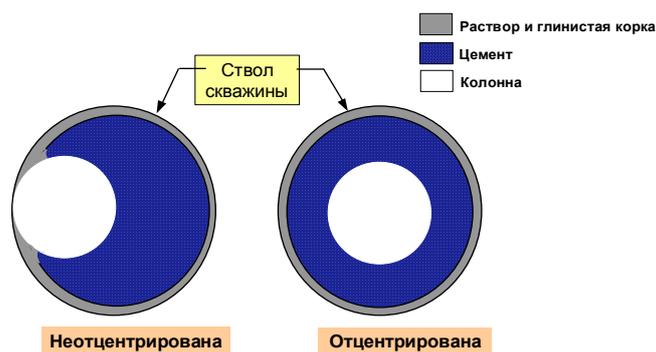


Рис. 1.8. Последствия неправильного цементирования

Плохой цементаж.

Очень важным является изоляция продуктивных пластов без причинения им ущерба. Необходимо хорошее цементирование пласта, обеспечение хорошего сцепления цемента с колонной, наименьшие потери жидкости в пласт и совместимость фильтрата с пластовой жидкостью. Большинство видов наносимого ущерба происходят из-за взаимодействия жидкости с породой и содержанием коллектора. Сюда включаются жидкости для глушения, незастывшие цементные растворы. Твердые частицы, содержащиеся в жидкости, могут так же проникать в пласт и вызывать физическое закупоривание.

После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) больше не существует контакта между жидкостью в скважине и пластом. Нет риска нанесения ущерба пласту.

После спуска, цементирования колонны и затвердевания цемента начинается этап заканчивания скважины. В начале этого этапа буровой раствор вымывается из скважины и замещается раствором для глушения. После этого на скважине проводятся перфорационные работы.

В результате перфорации скважины мы вновь получаем контакт между жидкостью в стволе скважины и пластом. Вновь у нас появляется риск нанесения ущерба пласту (рис. 1.9).

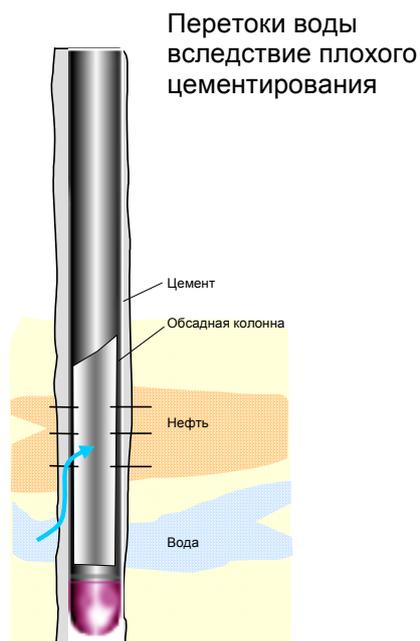


Рис. 1.9. Перетоки воды вследствие плохого цементирования

Существуют различные виды работ, которые проводятся на скважине: КРС, ловильные работы, подготовка к гидравлическому разрыву пласта (ГРП), смена насоса и пр. Все ремонты скважин направлены на улучшение продуктивности.

Но при каждом виде ремонта имеется риск нанесения ущерба скважине, что будет усугублять проблему продуктивности.

Жидкость заканчивания – это жидкость в стволе скважины на заключительном этапе строительства скважины. Основные функции жидкости заканчивания следующие:

- обеспечения контроля над скважиной;
- эффективность вымывания твердых частиц.

Для того чтобы достигнуть наибольшей возможной продуктивности скважины необходимо свести к минимуму ущерб, наносимый пласту, при строительстве скважины. Учитывая свои функции, жидкости заканчивания, так же как и буровые растворы, могут быть большим источником ущерба пласту из-за характерных особенностей проникновения в пласт. Поэтому главной целью жидкости для заканчивания является нанесение минимального ущерба пласту.

Повреждения пласта, связанные с жидкостью для заканчивания, имеют место из-за взаимодействия следующих компонентов этой жидкости с породой коллектора и пластовой жидкостью:

- жидкости и фильтраты;
- твердые частицы.

Так как все скважины очень чувствительны к повреждению пласта, эффективное истощение коллектора может быть поставлено под угрозу срыва, если скважине нанесен ущерб.

Жидкости для заканчивания и фильтраты могут наносить пласту значительный ущерб, если они неправильно приготовлены. Они должны быть совместимыми по химическим свойствам с пластовой жидкостью во избежание нанесения ущерба. Жидкости для заканчивания и фильтраты могут вступать в реакцию с породой коллектора и таким образом ухудшать коллекторные свойства пласта.

Твердые частицы, находящиеся в жидкости, могут взаимодействовать с пластом, забивая поровую систему или перфорационные дыры.

Что происходит при перфорации?

Перфорационный тоннель – это соединение между стволом скважины пластом. Поэтому очень важно, чтобы жидкость заканчивания была очищена, не содержала трубной смазки, ржавчины и прочих компонентов, которые могут попадать в перфорационные дыры и засорять их (рис. 1.10).

Продуктивность скважины во многом зависит от того, насколько глубоко перфорационный тоннель проникает через поврежденную зону и насколько эффективно частицы от выстрела удалены из этой тоннели.

Перфорация может проникать через поврежденную зону и достигать незагрязненной зоны пласта. Это приводит к хорошей продуктивности при наличии достаточного числа дыр, правильной плотности и ориентации.

Во время выстрела вокруг перфорационного тоннеля создается зона разрушения. Зона разрушения имеет меньшую проницаемость, чем неповрежденный участок пласта. Другими словами, если эту зону разрушения оставить вместе с остатками крошки от выстрела, перфорация не будет такой же эффективной, как при открытых тоннелях.

Гидростатическое давление скважины в момент перфорации должно учитываться при составлении программы перфорационных работ. Скважина может быть перфорирована при следующих гидростатических условиях:

- на депрессии;

- с нулевым перепадом давления;
- с избыточным перепадом давления;
- с очень большим перепадом давления.



Рис. 1.10. Ущерб, наносимый пласту при перфорации

Перфорация на депрессии или с нулевым перепадом давления обычно производится для снижения или контроля над ущербом, который наносится в зоне ствола скважины. Сразу после перфорации на депрессии происходит первоначальный выброс из коллектора, при котором из перфорационных тоннелей выносятся вся крошка, образовавшаяся после прострела.

Т. к. имеется низкий гидростатический столб в стволе скважины при перфорации на депрессии и с нулевым перепадом давления, возможность проникновения жидкости заканчивания в пласт устраняется или сводится к минимуму. **Контроль за давлением при перфорации на депрессии является ключевым фактором безопасности**, т. к. в результате перепада давления жидкость начинается быстро перемещаться к поверхности.

Перфорация с избыточным перепадом давления с раствором для глушения в стволе скважины. После перфорации давление в стволе скважины осколки/крошка от выстрела под давлением спрессовываются и прижимаются к зоне разрушения вокруг перфорационной тоннели.

Перфорации с очень большим перепадом давления используется для стимулирования прилегающего к стволу скважины района, и показали себя как очень эффективные для низкопроницаемых коллекторов.

Давление в стволе скважины выше, чем давление трещины. Жидкость стремительно проходит через перфорационные дыры и создает многочисленные трещины, которые остаются после окончания перфорационных работ.

Какие проблемы возникают во время ремонта скважин?

Ремонтные работы на скважине осуществляются после глушения скважины. Как правило, глушение осуществляется заменой скважинной жидкости на жидкость глушения с большей плотностью для оказания противодавления на пласт в целях предупреждения нефтегазопроявлений. Превышение забойного давления над пластовым регла-

ментируется от 5 до 10 %. В условиях репрессии в пласт проникает жидкость глушения, действие которой на глинистые частицы пласта может вызвать кольматацию порового пространства. Кольматацию могут вызвать и взвешенные частицы, находящиеся в жидкости глушения. Другим фактором нанесению ущербов является выпадение в осадок водонерастворимых солей при воздействии жидкости глушения на пластовую воду.

Проведение спуско-подъемных операций на скважине приводит к насыщению пласта водой, что приводит к возникновению «водяных мостов» перекрывающих поток пластовой жидкости, а также к изменению относительной проницаемости, что также приводит к снижению дебитов по нефти. Насыщение пласта водой приводит и к осложнениям при выводе скважины на режим вследствие отсутствия охлаждения погружного электродвигателя (рис. 1.11).



Рис. 1.11. Ущерб, наносимые пласту при ремонте

Поэтому проектирование процесса глушения напрямую связано с проектированием вывода на режим и дальнейшей эксплуатации скважины.

Итак, отметим основные требования к жидкостям глушения (ЖГ):

- ЖГ для скважин должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами, должна исключать кальматацию пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат ЖГ должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;
- ЖГ не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора, снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения – пластовый флюид»;
- ЖГ не должна содержать механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм. Общее содержание механических примесей не должно превышать 100 мг/л;

- ЖГ должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать $0,1 \dots 0,12$ мм/год;
- ЖГ на месторождениях с наличием сероводорода должны содержать нейтрализатор сероводорода;
- ЖГ не должны наносить вреда нефтесборным трубопроводам при существующей схеме утилизации;
- ЖГ должна быть безопасной при проведении технологических операций.

Конечно же, процесс глушения должен проводиться специальным сервисом, обеспеченным специальным оборудованием и квалифицированным персоналом для предоставления большого спектра технологий и рецептов жидкостей глушения персонально к каждой скважине.

Какие ущербы возникают при эксплуатации скважины?

Как уже говорилось выше, призабойная зона имеет решающее значение в производительности скважины. Большой перепад давления в ПЗП приводит к различным явлениям: выпадению солей, выносу в скважину твердых частиц пород пласта, образованию отложений смол, асфальтенов, возникновению турбулентного движения жидкости. Эти ущербы ведут к снижению добычи нефти. На производительность скважины могут также влиять повышенный вынос песка из пласта, проникновение воды (рис. 1.12). Не следует забывать, что при эксплуатации скважины на снижение продуктивности могут играть и другие факторы, например, проблемы в перфорации, в фильтре, гравийной набивке, в погружном насосном оборудовании, лифтовых трубах, а также в наземном оборудовании и сборных трубопроводах. На производительность скважины могут влиять и такие технические факторы как состояние забоя, эксплуатационной колонны, например, установленные гофры). Иногда, возникают проблемы, связанные с наличием проектного оборудования, качеством его подготовки, финансовые проблемы и т. д.



Рис. 1.12. Ущерб, наносимый пласту при эксплуатации скважины

Какие способы существуют для увеличения проницаемости ПЗП?

Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счет применения различных методов:

- химических;
- механических (гидравлический разрыв пласта и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев);
- их комбинирование.

Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их в карбонатных коллекторах, и очищают поровое пространство в терригенных (подробнее дальше). Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание кислотного раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в образовании и расширении в пласте трещин при создании высоких давлений на забое жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают песок или расклинивающий агент (проппант), чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин может достигать нескольких десятков метров, ширина их 1÷4 мм. Скин может снижаться до -4,4.

Операция ГРП состоит из следующих этапов: закачки жидкости разрыва для образования трещин; закачки жидкости – песконосителя; закачки жидкости для продавливания песка в трещины.

Волновая обработка забоев скважин заключается в том, что на забое скважины с помощью генератора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

Таблица 1.1

Нарушения	Пути устранения
Выпадение твердых осадков (песок, глина)	Механические методы (ГРП, углубленная перфорация) Химические методы (применение кислот)
Выпадение в осадок солей	Химические методы (применение кислот, растворителей)
Возникновение асфальтосмолопарафиноотложений АСПО	Химические методы (закачка растворителей) Тепловые методы Механические методы (ГРП, углубленная перфорация)
Загрязнение илом	Механические методы (ГРП, углубленная перфорация) Химические методы (применение кислот)
Возникновение водяных мостов	Химические методы (закачка ПАВ)
Возникновение турбулентного режима течения жидкости	Изменение режима течения Химические методы (закачка ПАВ) Механические методы
Низкая природная проницаемость пласта	ГРП

Углубленная перфорация состоит в том, что в зону пласта спускается мощный перфоратор специальной конструкции, который пробивает критическую зону пласта и дает возможность флюиду проходить ПЗП по новым каналам. Существуют технологии (ПГД), когда за счет энергии пороховых газов, в пласте образуются новые трещины.

Тепловое воздействие на призабойную зону используют в том случае, если добываемая нефть содержит смолы или парафины. Существует несколько видов теплового воздействия: электротепловая обработка; закачка в скважину горячих жидкостей; паротепловая обработка.

Как мы уже говорили – наиболее подвержена ущербу призабойная зона пласта, ее еще называют критической зоной. Нарушения в ПЗП могут быть вызваны различными факторами, поэтому выбор стимуляции определяется от формы нарушений. Как правило, может быть несколько факторов загрязнения, поэтому часто применяются **комплексные обработки** включающие в себя несколько видов работ на скважине.

Определим какие могут быть нарушения, какими путями их можно ликвидировать (табл. 1.1).

Существует множество технологий и еще великое множество рецептов по работе с призабойной зоной пласта (ПЗП). Основная задача в процессе бурения скважины, минимизировать загрязнение ПЗП.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

2.1. Основные термины и определения

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше ее длины (рис. 2.1).

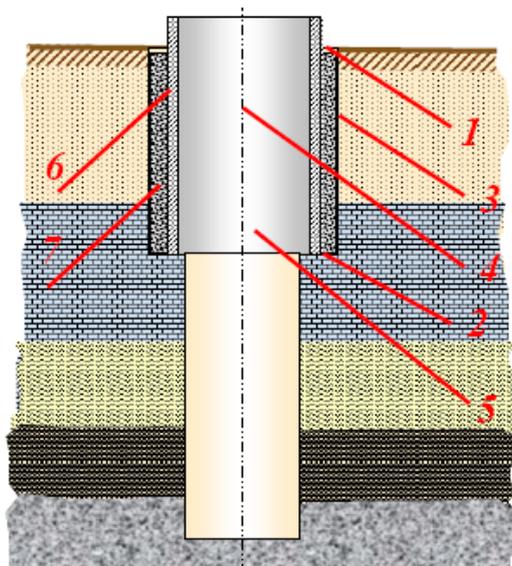


Рис. 2.1. Элементы конструкции скважины

Основные элементы буровой скважины:

- Устье скважины (1) – пересечение трассы скважины с дневной поверхностью.
- Забой скважины (2) – дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу.
- Стенки скважины (3) – боковые поверхности буровой скважины.
- Ось скважины (6) – воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины.
- Ствол скважины (5) – пространство в недрах, занимаемое буровой скважиной.
- Обсадные колонны (4) – колонны соединенных между собой обсадных труб.

Если стенки скважины сложены из устойчивых пород, то в скважину обсадные колонны не спускают.

Скважины углубляют, разрушая породу по всей площади забоя (сплошным забоем, рис. 2.2, а) или по его периферийной части (кольцевым забоем рис. 2.2, б). В последнем случае в центре скважины остается колонка породы – керн, которую периодически поднимают на поверхность для непосредственного изучения.

Диаметр скважин, как правило, уменьшается от устья к забою ступенчато на определенных интервалах. Начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм, а конечный редко бывает меньше 165 мм. Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в пределах нескольких тысяч метров. Начальный диаметр скважины проектируют с учетом первоначального дебита и планируемого типа насосного оборудования, которое будет в нее спущено, его технические характеристики, в том числе и наружный диаметр насоса.

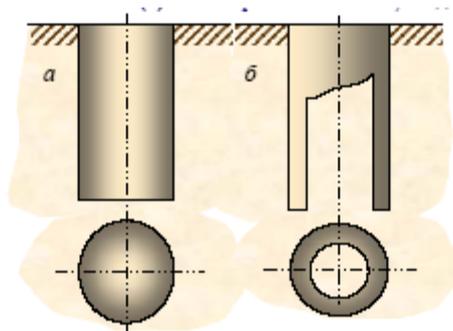


Рис. 2.2. Схема скважины пробуренной сплошным (а) и кольцевым (б) забоем

По пространственному расположению в земной коре буровые скважины подразделяются на (рис. 2.3):

- 1) вертикальные;
- 2) наклонные;
- 3) прямолинейноискривленные;
- 4) искривленные;
- 5) прямолинейноискривленные (с горизонтальным участком);
- 6) сложноискривленные.

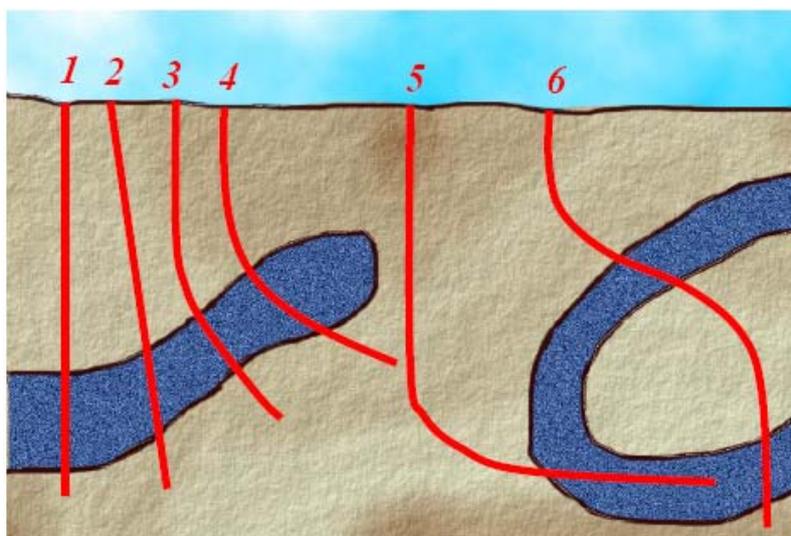


Рис. 2.3. Пространственное расположение скважин

Нефтяные и газовые скважины бурят на суше и на море при помощи буровых установок. В последнем случае буровые установки монтируются на эстакадах, плавучих буровых платформах или судах (рис. 2.4).

В нефтегазовой отрасли бурят скважины следующего назначения:

1. Эксплуатационные – для добычи нефти, газа и газового конденсата.
2. Нагнетательные – для закачки в продуктивные горизонты воды (реже воздуха, газа) с целью поддержания пластового давления и продления фонтанного периода разработки месторождений, увеличения дебита эксплуатационных скважин, снабженных насосами и воздушными подъемниками.
3. Разведочные – для выявления продуктивных горизонтов, оконтуривания, испытания и оценки их промышленного значения.
4. Специальные – опорные, параметрические, оценочные, контрольные – для изучения геологического строения малоизвестного района, определения изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, наблюдения за пластовым давле-

нием и фронтом движения водонефтяного контакта, степени выработки отдельных участков пласта, термического воздействия на пласт, обеспечения внутрипластового горения, газификации нефтей, сброса сточных вод в глубоководные поглощающие пласты и др.

5. Структурно-поисковые – для уточнения положения перспективных нефтегазоносных структур по повторяющимся их очертания верхним маркирующим (определяющим) горизонтам, по данным бурения мелких, менее дорогих скважин небольшого диаметра.



Рис. 2.4. Виды буровых установок

Сегодня нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала, вследствие неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (вода, нефть, газ и их смеси), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты, содержащие различные флюиды.

Крепление ствола скважины производится путем спуска в нее специальных труб, называемых обсадными. Ряд обсадных труб, соединенных последовательно между собой, составляет обсадную колонну. Для крепления скважин применяют стальные обсадные трубы.

Насыщенные различными флюидами пласты разобщены непроницаемыми горными породами – «покрышками». При бурении скважины эти непроницаемые разобщающие покрышки нарушаются и создается возможность межпластовых перетоков, самопроизвольного излива пластовых флюидов на поверхность, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважину обсадных колонн.

В процессе бурения скважины в неустойчивых горных породах возможны интенсивное кавернообразование, осыпи, обвалы и т. д. В ряде случаев дальнейшая углубка ствола скважины становится невозможной без предварительного крепления ее стенок.

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в нее обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом (рис. 2.5). Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием.

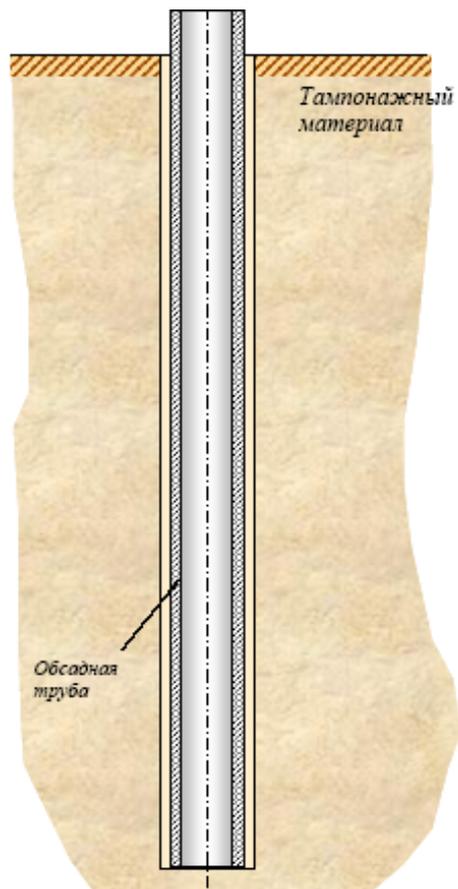


Рис. 2.5. Крепление скважины обсадными трубами

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создается устойчивое подземное сооружение определенной конструкции.

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом (рис. 2.6).

Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа обсадной колонны входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.

Направление (Conductor pipe) спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором (Surface casing) обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т. е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой.

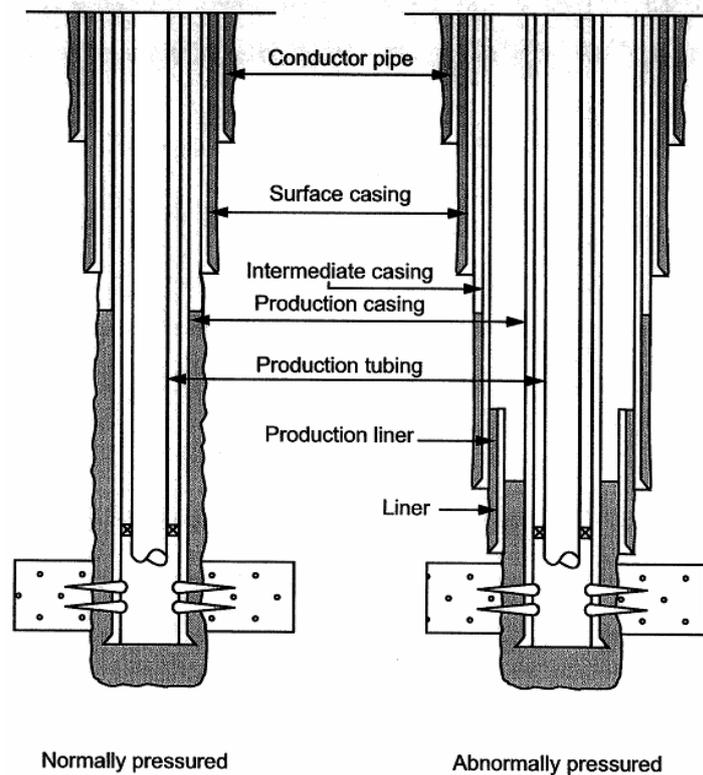


Рис. 2.6. Схема конструкции скважины

Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Эксплуатационная колонна (Production casing) спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150...300 м и 500 м.

Промежуточные (технические) колонны (Intermediate casing) необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина-пласт».

Если давление в скважине P_c меньше пластового $P_{пл}$ (давления флюидов, насыщающих пласт), то флюиды из пласта будут поступать в скважину, произойдет проявление. В зависимости от интенсивности проявления сопровождаются самоизливом жидкости (газа) на устье скважины (переливы), выбросами, открытым (неконтролируемым) фонтанированием. Эти явления осложняют процесс строительства скважины, создают угрозу отравлений, пожаров, взрывов.

При повышении давления в скважине до некоторой величины, называемой давлением начала поглощения $P_{ногл}$, жидкость из скважины поступает в пласт. Этот процесс называется поглощением бурового раствора. $P_{ногл}$ может быть близким или равным пластовому, а иногда приближается к величине вертикального горного давления, определяемого весом расположенных выше горных пород.

Иногда поглощения сопровождаются перетоками флюидов из одного пласта в другой, что приводит к загрязнению источников водоснабжения и продуктивных горизонтов. Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения в одном из пластов обуславливает понижение давления в другом пласте и возможность проявлений из него.

Давление, при котором происходит раскрытие естественных сомкнутых трещин или образование новых, называется давлением гидравлического разрыва пласта $P_{гр}$. Такое явление сопровождается катастрофическим поглощением бурового раствора.

Характерно, что во многих нефтегазоносных районах пластовое давление $P_{пл}$ близко к гидростатическому давлению столба пресной воды $P_г$ (далее просто гидростатическое давление) высотой $H_ж$, равной глубине H_n , на которой залегает данный пласт. Это объясняется тем, что давление флюидов в пласте чаще обусловлено напором краевых вод, область питания которых имеет связь с дневной поверхностью на значительных расстояниях от месторождения.

Поскольку абсолютные значения давлений зависят от глубины H , их соотношения удобнее анализировать, пользуясь величинами относительных давлений, которые представляют собой отношения абсолютных значений соответствующих давлений к гидростатическому давлению $P_г$, т. е.:

$$P_{пл}^* = P_{пл} / P_г;$$

$$P_{гр}^* = P_{гр} / P_г;$$

$$P_{погл}^* = P_{погл} / P_г;$$

$$P_{грп}^* = P_{грп} / P_г.$$

Здесь $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{гр}$ – гидростатическое давление бурового раствора; $P_{погл}$ – давление начала поглощения; $P_{грп}$ – давление гидроразрыва пласта.

Относительное пластовое давление $P_{пл}^*$ часто называют коэффициентом аномальности K_a . Когда $P_{пл}^*$ приблизительно равно 1,0, пластовое давление считается нормальным, при $P_{пл}^*$ большем 1,0 – аномально высоким (АВПД), а при $P_{пл}^*$ меньшем 1,0 – аномально низким (АНПД).

Одним из условий нормального неосложненного процесса бурения является соотношение

$$а) \quad P_{пл}^* < P_{гр}^* < P_{погл}^* (P_{грп}^*)$$

Процесс бурения осложняется, если по каким либо причинам относительные давления окажутся в соотношении:

$$б) \quad P_{пл}^* > P_{гр}^* < P_{погл}^*$$

или

$$в) \quad P_{пл}^* < P_{гр}^* > P_{погл}^* (P_{грп}^*)$$

Если справедливо соотношение б), то наблюдаются только проявления, если в), то наблюдаются и проявления и поглощения.

Промежуточные колонны могут быть сплошными (их спускают от устья до забоя) и не сплошными (не доходящими до устья). Последние называются **хвостовиками (Liner)**.

Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя спущены и направление и кондуктор. При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию. Когда имеются две и более технические колонны, скважина считается многоколонной.

Конструкция скважины задается следующим образом: 426, 324, 219, 146 – диаметры обсадных колонн в мм; 40, 450, 1600, 2700 – глубины спуска обсадных колонн в м; 350, 1500 – уровень тампонажного раствора за хвостовиком и эксплуатационной ко-

лонной в м; 295, 190 – диаметры долот в мм для бурения скважины под 219 – и 146 –мм колонны.

2.2. Способы бурения скважин

Бурить скважины можно механическим, термическим, электроимпульсным и другими способами (несколько десятков). Однако промышленное применение находят только способы механического бурения – ударное и вращательное. Остальные пока не вышли из стадии экспериментальной разработки.

ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

При вращательном бурении разрушение породы происходит в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки долото внедряется в породу, а под влиянием крутящего момента скалывает ее.

Существует две разновидности вращательного бурения – роторный и с забойными двигателями.

При роторном бурении (рис. 2.7) мощность от двигателей 9 передается через лебедку 8 к ротору 16 – специальному вращательному механизму, установленному над устьем скважины в центре вышки. Ротор вращает бурильную колонну и привинченное к ней долото 1. Бурильная колонна состоит из ведущей трубы 15 и привинченных к ней с помощью специального переводника 6 бурильных труб 5.

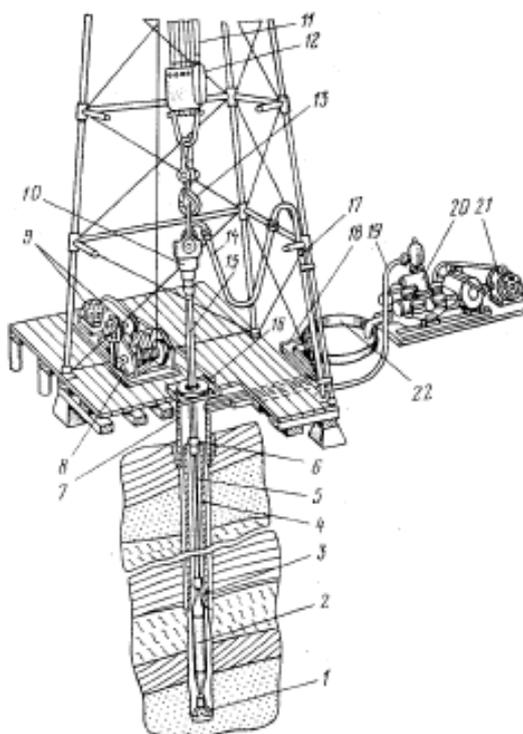


Рис. 2.7. Схема вращательного (роторного) бурения или бурения с использованием забойных двигателей

Следовательно, при роторном бурении углубление долота в породу происходит при движении вдоль оси скважины вращающейся бурильной колонны, а при бурении с забойным двигателем – невращающейся бурильной колонны. Характерной особенностью вращательного бурения является промывка.

При бурении с забойным двигателем долото 1 привинчено к валу, а бурильная колонна – к корпусу двигателя 2. При работе двигателя вращается его вал с долотом,

а бурильная колонна воспринимает реактивный момент вращения корпуса двигателя, который гасится невращающимся ротором (в ротор устанавливают специальную заглушку).

Буровой насос 20, приводящийся в работу от двигателя 21, нагнетает буровой раствор по манифольду (трубопроводу высокого давления) 19 в стояк – трубу 17, вертикально установленную в правом углу вышки, далее в гибкий буровой шланг (рукав) 14, вертлюг 10 и в бурильную колонну. Дойдя до долота, промывочная жидкость проходит через имеющиеся в нем отверстия и по кольцевому пространству между стенкой скважины и бурильной колонной поднимается на поверхность. Здесь в системе емкостей 18 и очистительных механизмах (на рисунке не показаны) буровой раствор очищается от выбуренной породы, затем поступает в приемные емкости 22 буровых насосов и вновь закачивается в скважину.

В настоящее время применяют три вида забойных двигателей – турбобур, винтовой двигатель и электробур (последний применяют крайне редко).

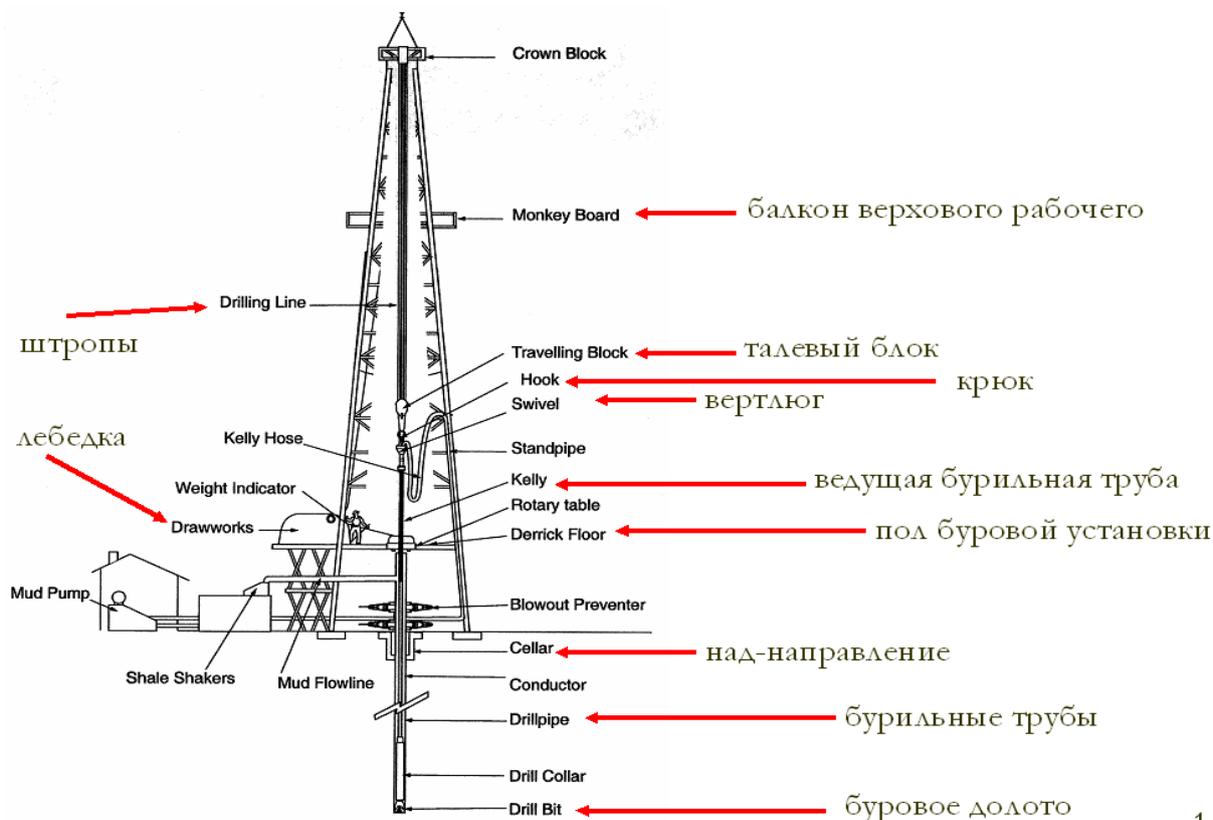


Рис. 2.8. Основные компоненты бурового оборудования

При бурении с турбобуром или винтовым двигателем гидравлическая энергия потока бурового раствора, двигающегося вниз по бурильной колонне, преобразуется в механическую на валу забойного двигателя, с которым соединено долото. При бурении с электробуром электрическая энергия подается по кабелю, секции которого смонтированы внутри бурильной колонны и преобразуется электродвигателем в механическую энергию на валу, которая непосредственно передается долоту. По мере углубления скважины бурильная колонна, подвешенная к полиспастной системе, состоящей из кронблока (рис. 2.8), талевого блока 12, крюка 13 и талевого каната 11, подается в скважину. Когда ведущая труба 15 войдет в ротор 16 на всю длину, включают лебедку, поднимают бурильную колонну на длину ведущей трубы и подвешивают бурильную колонну с помощью клиньев на столе ротора. Затем отвинчивают ведущую трубу 15 вместе с вертлюгом 10 и спускают ее в шурф (обсадную трубу, заранее установленную

в специально пробуренную наклонную скважину) длиной, равной длине ведущей трубы. Скважина под шурф бурится заранее в правом углу вышки примерно на середине расстояния от центра до ее ноги. После этого бурильную колонну удлиняют (наращивают), путем привинчивания к ней двухтрубной или трехтрубной свечи (двух или трех свинченных между собой бурильных труб), снимают ее с клиньев, спускают в скважину на длину свечи, подвешивают с помощью клиньев на стол ротора, поднимают из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привинчивают ее к бурильной колонне, освобождают бурильную колонну от клиньев, доводят долото до забоя и продолжают бурение.

Для замены изношенного долота поднимают из скважины всю бурильную колонну, а затем вновь спускают ее. Спуско-подъемные работы ведут также с помощью полиспастной системы. При вращении барабана лебедки талевый канат наматывается на барабан или сматывается с него, что и обеспечивает подъем или спуск талевого блока и крюка. К последнему с помощью штропов и элеватора подвешивают поднимаемую или спускаемую бурильную колонну.

При подъеме БК развинчивают на свечи и устанавливают их внутри вышки нижними концами на подсвечники, а верхние заводят за специальные пальцы на балконе верхового рабочего (рис. 2.9). Спускают БК в скважину в обратной последовательности.

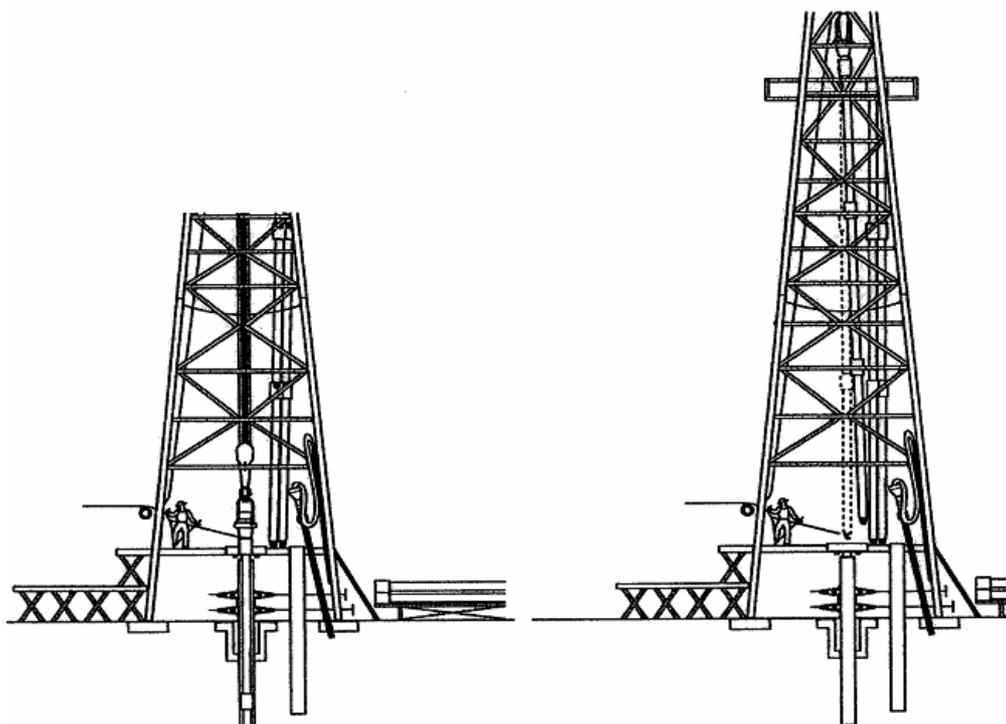


Рис. 2.9. Подъем бурильной колонны из скважины

Таким образом процесс работы долота на забое скважины прерывается наращиванием бурильной колонны и спуско-подъемными операциями (СПО) для смены изношенного долота.

Как правило, верхние участки разреза скважины представляют собой легкоразмываемые отложения. Поэтому пред бурением скважины сооружают ствол (шурф) до устойчивых пород (3...30 м) и в него спускают трубу 7 или несколько свинченных труб (с вырезанным окном в верхней части) длиной на 1...2 м больше глубины шурфа. Затрубное пространство цементируют или бетонируют. В результате устье скважины надежно укрепляется.

К окну в трубе приваривают короткий металлический желоб, по которому в процессе бурения буровой раствор направляется в систему емкостей 18 (рис. 2.7) и далее,

пройдя через очистительные механизмы (на рисунке не показаны), поступает в приемную емкость 22 буровых насосов.

Трубу (колонну труб) 7, установленную в шурфе, называют направлением. Установка направления и ряд других работ, выполняемых до начала бурения, относятся к подготовительным. После их выполнения составляют акт о вводе в эксплуатацию буровой установки и приступают к бурению скважины.

Пробуриив неустойчивые, мягкие, трещиноватые и кавернозные породы, осложняющие процесс бурения (обычно 400...800 м), перекрывают эти горизонты кондуктором 4 и цементируют затрубное пространство 3 до устья. При дальнейшем углублении могут встретиться горизонты, также подлежащие изоляции, такие горизонты перекрываются промежуточными (техническими) обсадными колоннами.

Пробуриив скважину до проектной глубины, спускают и цементируют эксплуатационную колонну (ЭК).

После этого все обсадные колонны на устье скважины обвязывают друг с другом, применяя специальное оборудование. Затем против продуктивного пласта в ЭК и цементном камне пробивают несколько десятков (сотен) отверстий, по которым в процессе испытания, освоения и последующей эксплуатации нефть (газ) будут поступать в скважину.

Сущность освоения скважины сводится к тому, чтобы давление столба бурового раствора, находящегося в скважине, стало меньше пластового. В результате создавшегося перепада давления нефть (газ) из пласта начнет поступать в скважину. После комплекса исследовательских работ скважину сдают в эксплуатацию (рис. 2.10).

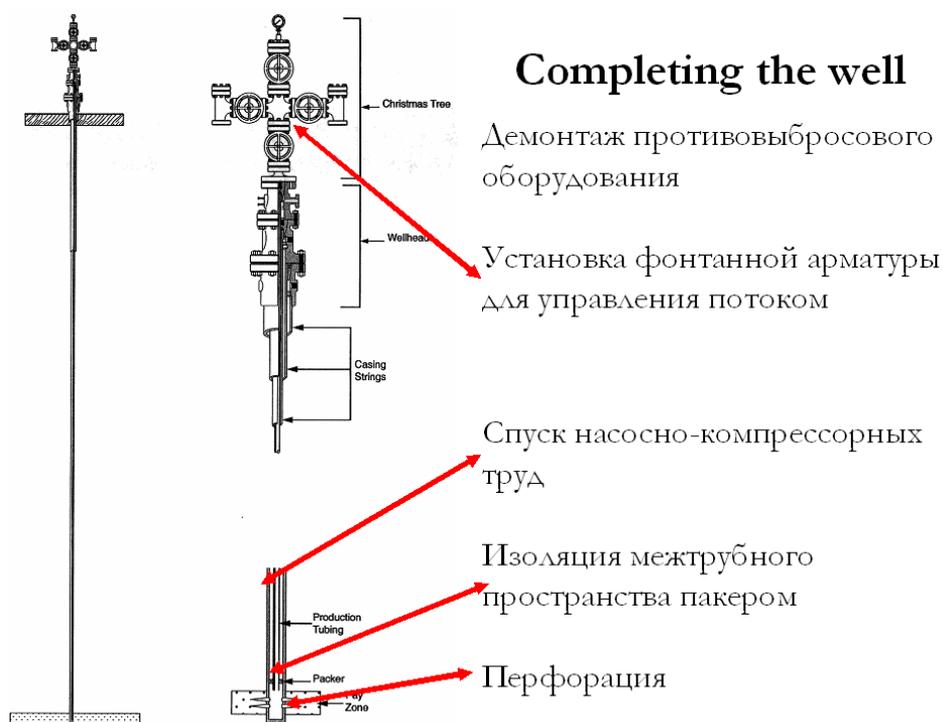


Рис. 2.10. Процесс заканчивания и сдачи скважины в эксплуатацию

На каждую скважину заводится паспорт, где точно отмечаются ее конструкция, местоположение устья, забоя и пространственное положение ствола по данным инклинометрических измерений ее отклонений от вертикали (зенитные углы) и азимута (азимутальные углы). Последние данные особенно важны при кустовом бурении наклонно-направленных скважин во избежание попадания ствола бурящейся скважины в ствол

ранее пробуренной или уже эксплуатирующейся скважины. Фактическое отклонение забоя от проектного не должно превышать заданных допусков.

Буровые работы должны выполняться с соблюдением законов об охране труда и окружающей природной среды. Строительство площадки под буровую, трасс для передвижения буровой установки, подъездных путей, линий электропередач, связи, трубопроводов для водоснабжения, сбора нефти и газа, земляных амбаров, очистных устройств, отвал шлама должны осуществляться лишь на специально отведенной соответствующими организациями территории. После завершения строительства скважины или куста скважин все амбары и траншеи должны быть засыпаны, вся площадка под буровую – максимально восстановлена (рекультивирована) для хозяйственного использования.

2.3. Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин

Для выполнения операций технологии вращательного бурения требуются различные по функциональным назначениям машины, механизмы и оборудование. Набор необходимых для бурения скважин машин, механизмов и оборудования, имеющих взаимосвязанные эксплуатационные функции и технические параметры, называется буровым комплексом. Центральным звеном бурового комплекса является буровая установка.

Буровая установка (рис. 2.11) – это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций по строительству скважин.



Рис. 2.11. Буровая установка, внешний вид

Современные буровые установки включают следующие составные части:

- буровое оборудование (талевый механизм, насосы, буровая лебедка, вертлюг, ротор, силовой привод и т. д.);
- буровые сооружения (вышка, основания, сборно-расборные каркасно-панельные укрытия приемные мостки и стеллажи);
- оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спуско-подъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

- оборудование для приготовления, очистки и регенерации бурового раствора (блок приготовления, вибросита, песко- и илоотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и бурового раствора);
- манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);
- устройства для обогрева блоков буровой установки (тепло генераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для развода теплоносителя).

КУСТОВЫЕ ОСНОВАНИЯ

Строительство буровой установки, монтаж ее на точке бурения скважины задача не простая. Западная Сибирь покрыта многочисленными болотами и реками. Летом болота практически непроходимы для наземного транспорта, а в зимнее время промораживаются не более чем на 20...30 см из-за высоких теплоизолирующих свойств торфяного слоя. Весной высокие речные паводковые воды подтопляют нефтяные площади. Быстрая изменчивость погоды, неравномерное выпадение осадков и труднодоступность 80...85 % территории – отличительные особенности Западной Сибири.

В нефтепромысловом районах Томской области, например, насчитывается 573 реки (превышающих в длину 20 км), крупных озер (площадью 5 и более км²) 35, а знаменитое Васюганское болото занимает 53000 км², что в 1,5 раза больше площади озера Байкал.

Эти условия на первых порах значительно осложнили организацию буровых работ в новом нефтяном регионе. Так при освоении Мегионского месторождения основные объемы бурения выполнялись в зимнее время. Все необходимое оборудование завозилось заранее по зимним трассам и после окончания строительства скважин консервировалось до наступления следующего зимнего сезона и ввода трасс в эксплуатацию.

Сезонность в строительстве нефтяных скважин вызвала необходимость разработки и создания на заболоченных и затопляемых участках специальных искусственных сооружений для круглогодичного ведения буровых работ с последующей многолетней эксплуатацией при нефтедобыче. Возрастающие объемы буровых работ и большие затраты ресурсов на строительство искусственных сооружений привели к целесообразности их сочетания с кустовым бурением. Так были созданы кустовые основания.

Высокие темпы и масштабы освоения нефтяных месторождений Западной Сибири выявили ряд научно-технических проблем, решение которых позволило разработать технические средства для проводки наклонно-направленных скважин и контроля их пространственного положения, различные конструкции крупноблочных буровых оснований, специальные буровые установки для строительства кустовых скважин.

Кустовое строительство скважин имеет ряд существенных достоинств. Прежде всего это значительное сокращение материальных и трудовых затрат на строительство и инженерное обустройство кустовых оснований, подъездных путей и трасс, особенно в условиях заболоченных территорий и бездорожья. Кроме того, существенно уменьшаются затраты на промысловое обустройство скважин, сооружение нефтегазосборных сетей, энергоснабжение промысловых объектов, ремонт и эксплуатационно-техническое обслуживание скважин.

Для кустового бурения скважин в Западной Сибири предназначена установка БУ-3000 ЭУК-1М с эшелонным расположением оборудования.

На рис. 2.12 приведена типовая схема кустового основания для Томского региона. Местоположение кустового основания (КО) намечается:

- за пределами водоохраной зоны, установленной для каждой конкретной реки или другого водоема, заказников;
- на расстоянии не менее 50 м от линий электропередач;

- на расстоянии не менее 60 м от магистральных нефтепроводов;
- на расстоянии не менее 50 м от внутрипромысловых дорог.

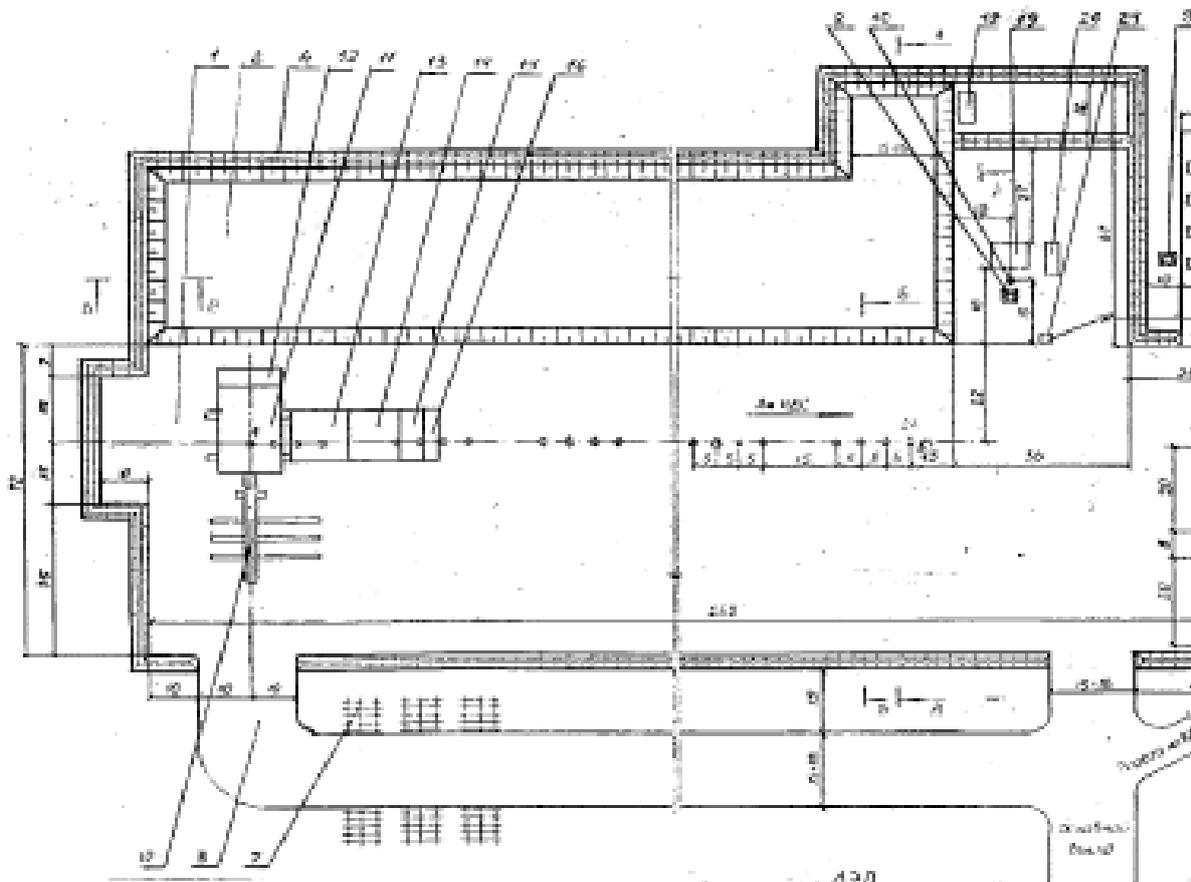


Рис. 2.12. Схема кустового основания.

- 1 – Основание кустовое; 2 – Амбар иламовый; 3 – Въезд № 2; 4 – Обваловк;
 5 – Настил для складирования цемента; 6 – Жилой городок; 7 – Стеллаж для труб;
 8 – Амбар для строительства водозаборной скважин;
 9 – Котлован-септик для хозяйственно-бытовых отходов; 10 – Водозаборная скважин;
 11 – Блок вышечно-лебедочный; 12 – Блок очистки глинистого раствора; 13 – Блок емкостей;
 14 – Блок насосный; 15 – Блок компрессорный; 16 – Распределительное устройство КРНБ;
 17 – Мост приемный; 17 – Емкость нефтяная; 18 – Установка котельная;
 19 – Емкость водяная; 20 – Высоковольтное распределительное устройство (PBU)

Местоположение КО задается:

- географическими координатами X и Y центра КО;
- дирекционным углом направления движения станка (НДС), который отсчитывается от направления на север по часовой стрелке.

Как правило, минимальное расстояние между соседними нефтяными скважинами – 5 м, между батареями скважин – 15 м (рис. 2.13).

Число скважин на кусту определяется максимальным дебитом по нефти, согласно требований руководящих документов, РД он составляет не более 4000 тон по нефти в сутки.

Поверхность КО должна выполняться горизонтально. Рабочая площадка для размещения и передвижения буровой установки выполняется с уклоном $i = 0,01$ в сторону шламового амбара (ША) для обеспечения поверхностного водостока. Допускается уклон рабочей площадки по ходу движения буровой установки в пределах 1...1,5 мм на 1 м.

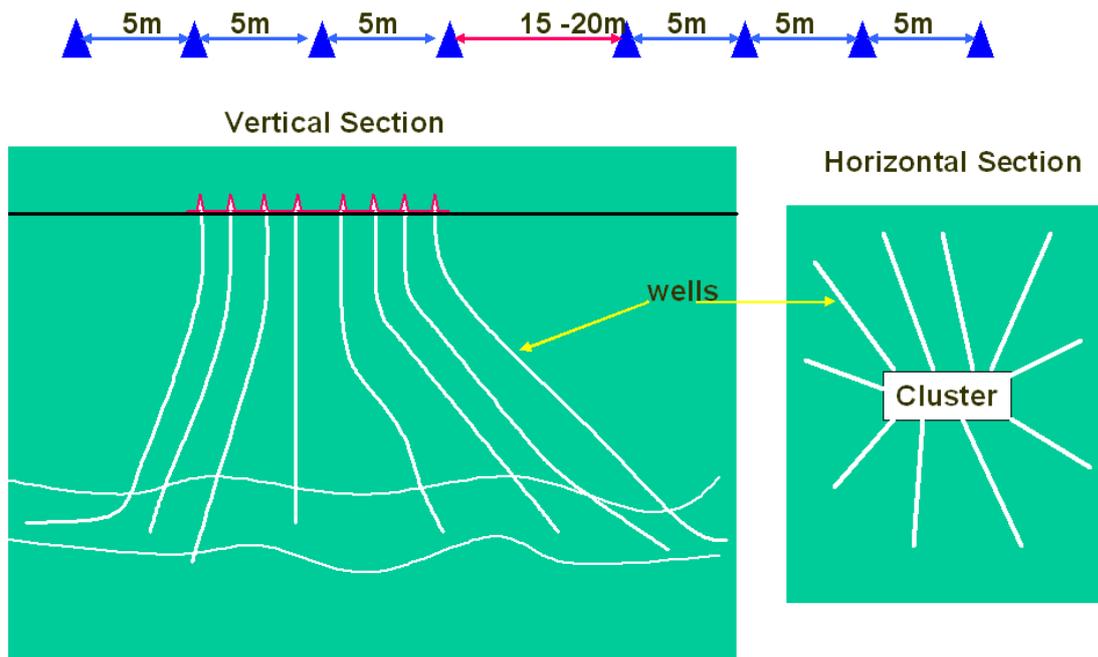


Рис. 2.13. Бурение скважин с кустового основания

По периметру КО выполняется обваловка из глинистого грунта, которая в нижней своей части примыкает к гидроизоляционному слою в основании насыпи и образует вместе с ним гидравлически замкнутое пространство в теле КО. Высота обваловки над рабочей поверхностью КО составляет 0,7 м, ширина бровки по верху – 1 м.

Конструкция кустового основания (КО) должна обеспечить нормальные условия для строительства скважин и их дальнейшей эксплуатации, а также изоляцию токсичных отходов бурения от окружающей природной среды (ОПС).

Выбор конструкции КО осуществляется в зависимости от гидрогеологических условий и данных инженерно-геологических изысканий.

Обследование кустовых площадок, расположенных в болотистой местности и в пойменной части месторождений, рекомендуется проводить в летнее время, когда имеются лучшие условия для визуальной оценки характера местности, свойств торфов и переувлажненных грунтов.

Применяемые конструкции КО на нефтепромысловых объектах Западной Сибири подразделяются на следующие виды:

- лежнево-насыпные;
- насыпные;
- намывные;
- естественные;
- с торфом в теле насыпи;
- экспериментальные (например, с применением нетканых синтетических материалов).

Наиболее сложное по конструкции лежнево-насыпное КО применяется на болотах.

Предусматривается двухслойная укладка лежневого настила. В первом нижнем слое укладывается продольный (по отношению к линии НДС) лежневый настил из бревен вразгон через 1 м. Во втором верхнем слое укладывается сплошной поперечный (по отношению к линии НДС) лежневый настил во весь «хлыст» (рис. 2.14).

Перед строительством КО в зимний период производится предварительное промораживание торфяного основания.

На лежневый настил отсыпается гидроизоляционный слой из глинистого грунта толщиной 0,5 м с последующим уплотнением.

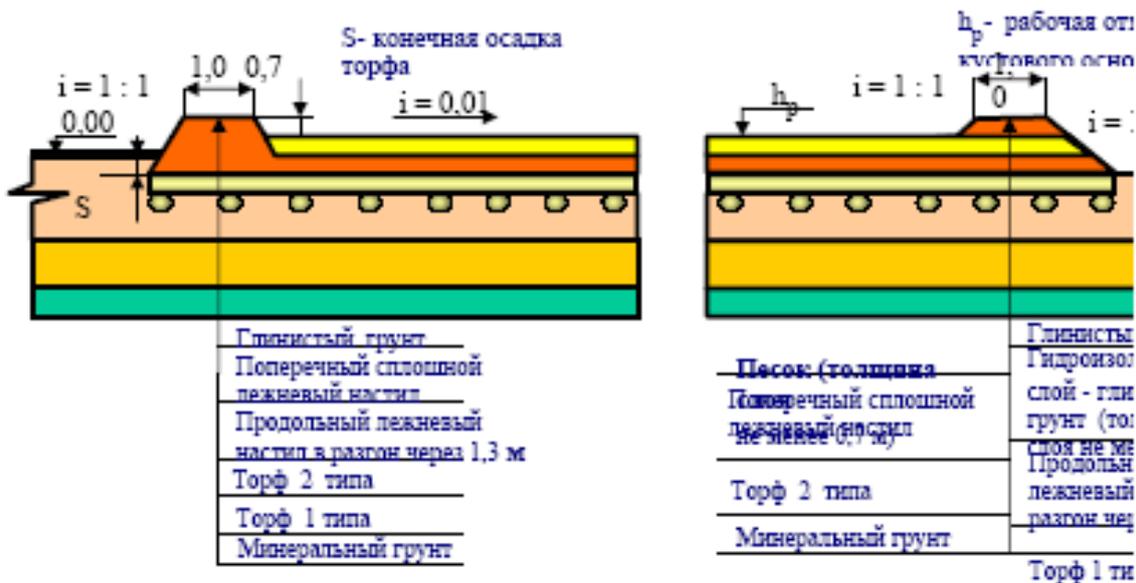


Рис. 2.14. Схема лежнево-насыпного кустового основания

Окончательное земляное полотно кустового основания формируется отсыпкой слоя песка толщиной не менее 0,7 м.

Для повышения устойчивости насыпи на слабом основании (торфе) предусматривается использование метода постепенного нагружения – предварительной консолидации, осуществляемой путем послойной отсыпки и уплотнения грунта с толщиной каждого слоя 0,3...0,5 м. Указанный метод обязателен при отсыпке участка КО по линии НДС шириной 20 м.

Высота отсыпки насыпи на болотах определяется с учетом конечной осадки торфа под действием веса грунта, бурового оборудования и труб.

ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ БУРОВОГО КОМПЛЕКСА

В буровой комплекс входит шесть основных подсистем:

1. **POWER SYSTEM** – энергетическая система;
2. **HOISTING SYSTEM** – система для производства спуско-подъемных операций (СПО);
3. **CIRCULATING SYSTEM** – циркуляционная система;
4. **ROTARY SYSTEM** – система вращения, роторная система;
5. **WELL CONTROL SYSTEM** – система контроля скважины;
6. **WELL MONITORING SYSTEM** – система мониторинга скважины.

POWER SYSTEM

Данная система (рис. 2.15) предназначена для производства электроэнергии с помощью пускового и основных генераторов и передач данной электроэнергии на:

- буровые насосы (Mud Pump), для закачки бурового раствора в ствол скважины;
- стол ротор (Rotary table) для вращения бурильной колонны в процессе роторного бурения;
- лебедку (Draw Works), предназначенную для производства СПО.

HOISTING SYSTEM

СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЙ КОМПЛЕКС БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Спускоподъемный комплекс буровой установки (рис. 2.16) представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока 4, талевого (подвижного) блока 2, стального каната 3, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой 6 и механиз-

мом 7 крепления неподвижного конца каната. Кронблок 4 устанавливается на верхней площадке буровой вышки 5. Подвижный конец А каната 3 крепится к барабану лебедки 6, а неподвижный конец Б – через приспособление 7 к основанию вышки. К талевому блоку присоединяется крюк 1, на котором подвешивается на штропах элеватор для труб или вертлюг. В настоящее время талевый блок и подъёмный крюк объединены в один механизм – крюкоблок.

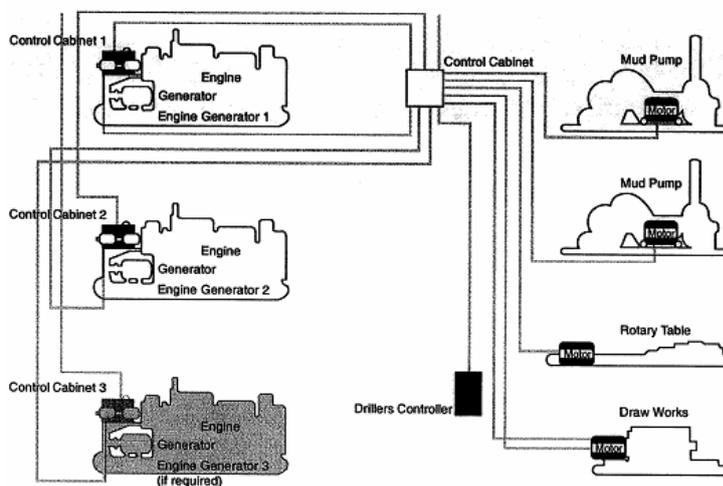


Рис. 2.15. Энергетическая система буровой установки

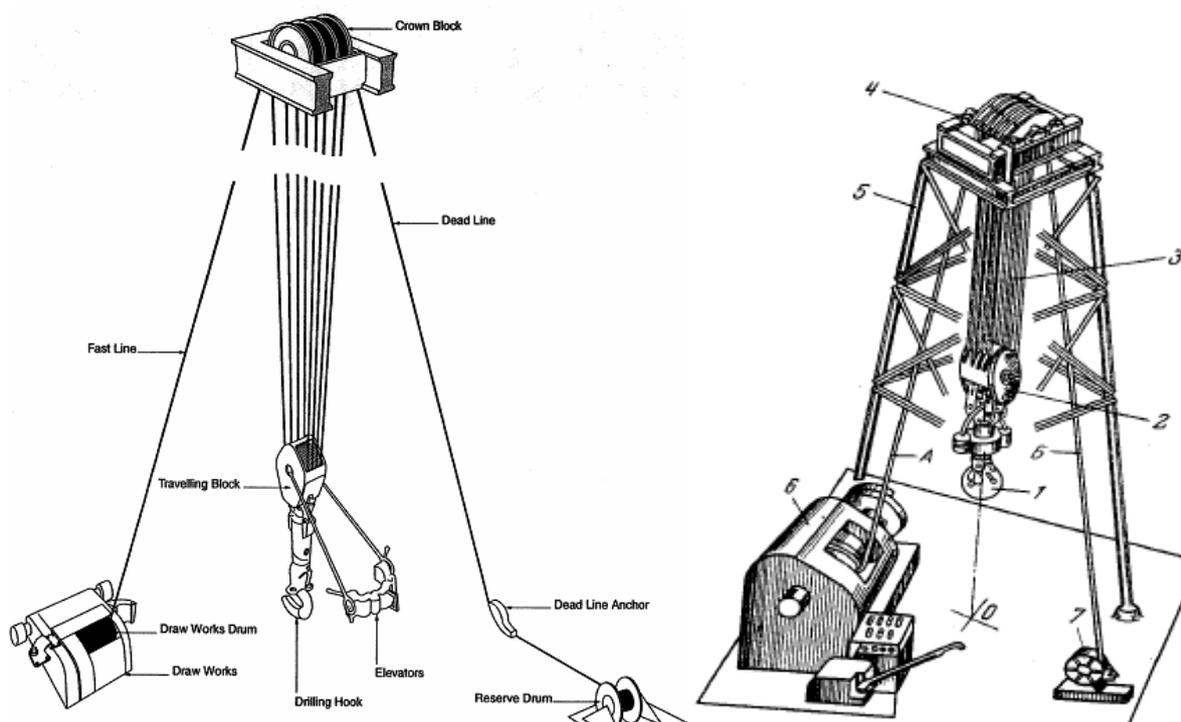


Рис. 2.16. Спуско-подъемный комплекс буровой установки

Drawworks – вращающийся барабан лебедки 6, вокруг которого намотан бурильный канат. Барабан соединен с двигателем и зубчатой системой, при помощи которой осуществляется процесс управления с использованием тормоза (фрикционный или электрический).

Crown block (кронблок) 4 – система шкивов, по которым двигается канат в верхней части буровой установки.

Travelling block (талевый блок) 2 – подвижная система шкивов. На талевом блоке подвешен крюк 1 – **Hook**, который предназначен для удерживания буровой колонны.

Elevator – (элеватор) для наращивания буровой колонны и при спускоподъемных операциях буровой и обсадной колонн. Прикреплен к талевому блоку при помощи серьг.

Талевая система работает связующим звеном с кронблоком и талевым блоком и имеет мертвый конец закрепленный якорем ниже пола буровой установки (**Deadline**), так как эта линия неподвижна. Другой конец талевого каната намотан на барабан лебедки и называется ходовой канат (**Fastline**). Буровой канат наматывается вокруг барабана обычно несколько раз. Предел прочности талевого каната и срок службы будет зависеть от нагрузки, которая должна быть поддержана системой подъема.

Растягивающая нагрузка талевого каната, на подвижном конце F_f и на мертвом конце F_d , зависит от полной нагрузки талевого каната W (Ibs) и числа витков-линий N каната вокруг кронблока и талевого блока (рис. 2.17) и определяется по формуле:

$$F_f = F_d = W/N. \quad (2.1)$$

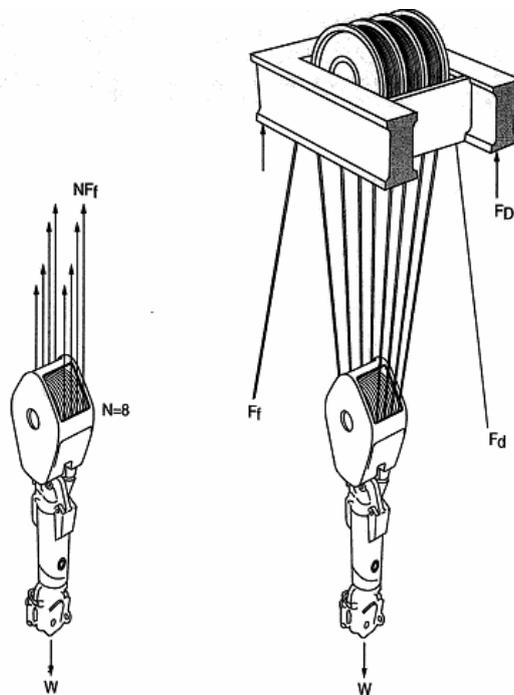


Рис. 2.17. Схема для определения растягивающей нагрузки

Существует неэффективность (коэффициент полезного действия – КПД) в любой системе шкивов. Уровень неэффективности зависит от числа струн талевой системы, например КПД (E) для одной из систем дан в табл. 2.1 (классификация по **API RP 9B**).

С учетом коэффициента полезного действия (E) системы, растягивающая нагрузка (Tensile load) на подвижном конце талевого каната равна:

$$F_f = \frac{W}{EN}. \quad (2.2)$$

Максимальная (полная) нагрузка, которую вышка способна выдержать, может быть рассчитана по формуле:

$$F_D = W + F_f + F_d, \quad (2.3)$$

где F_f – нагрузка талевого каната, на подвижном конце; F_d – нагрузка талевого каната на мертвом конце; W – нагрузки талевого каната на кронблоке.

Таблица 2.1

Number of Lines (N)	Efficiency (E)
6	0.874
8	0.842
10	0.811
12	0.782
14	0.755

CIRCULATING SYSTEM

НАСОСНО – ЦИРКУЛЯЦИОННЫЙ КОМПЛЕКС БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

На рис. 2.18 и 2.19 показаны схемы циркуляции бурового раствора и примерное распределение потерь напора в отдельных элементах циркуляционной системы скважины глубиной 3000 м. Из резервуаров 13 очищенный и подготовленный раствор поступает в подпорные насосы 14, которые подают его в буровые насосы 1. Последние перекачивают раствор под высоким давлением (до 30 МПа) по нагнетательной линии, через стояк 2, гибкий рукав 3, вертлюг 4, ведущую трубу 5 к устью скважины 6. Часть давления насосов при этом расходуется на преодоление сопротивлений в наземной системе. Далее буровой раствор проходит по бурильной колонне 7 (бурильным трубам, УБТ и забойному двигателю 9) к долоту 10. На этом пути давление раствора снижается вследствие затрат энергии на преодоление гидравлических сопротивлений.

Затем буровой раствор вследствие разности давлений внутри бурильных труб и на забое скважины с большой скоростью выходит из насадок долота, очищая забой и долото от выбуренной породы. Оставшаяся часть энергии раствора затрачивается на подъём выбуренной породы и преодоление сопротивлений в затрубном кольцевом пространстве 8.

Поднятый на поверхность к устью 6 отработанный раствор проходит по растворопроводу 11 в блок очистки 12, где из него удаляются в амбар 15 частицы выбуренной породы и поступает в резервуары 13 с устройствами 16 для восстановления его параметров; и снова направляется в подпорные насосы.

Нагнетательная линия (манифольд) состоит из трубопровода высокого давления, по которому раствор подаётся от насоса 1 к стояку 2 и гибкому рукаву 3, соединяющему стояк 2 с вертлюгом 4. Манифольд оборудуется задвижками и контрольно – измерительной аппаратурой. Для работы в районах с холодным климатом предусматривается система обогрева трубопроводов.

Основные функции промывочной жидкости следующие:

- Чистить стол скважины, от выбуренной породы;
- Создавать гидростатическое давление достаточное для предотвращения поступления флюидов в ствол скважины;
- Охлаждение долота.

Когда буровые насосы – насосы подачи промывочной жидкости (mud pumps) выключены, промывочная жидкость прекращает течь через систему и ее уровень внутри drillstring будет равен уровню в затрубном пространстве annulus.

Если промывочная жидкость продолжает течь из annulus, когда насосы выключены, это свидетельствует о поступлении флюида в ствол скважины и скважина должна быть закрыта набором плашек – превентором.

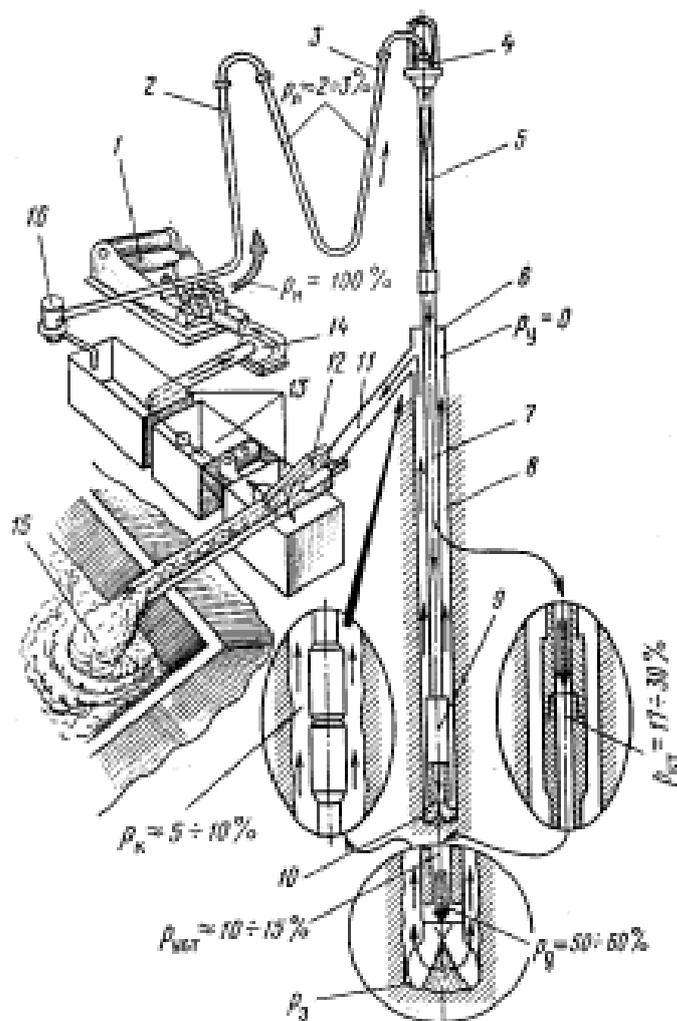


Рис. 2.18. Схема циркуляции бурового раствора

Если уровень жидкости в скважине падает ниже flowline (поточной линии), когда насосы отключены, происходит потеря промывочной жидкости (промывочная жидкость уходит в разбуриваемые формирования).

Поршневые насосы буровой установки

Возвратно-поступательное движение поршня – positive displacement pumps, используются чтобы доставить большой объем промывочной жидкости и обеспечить высокие давления, требуемые, чтобы ее распространить через drillstring и annulus.

Существует два типа поршневых насосов, которые обычно применяются:

- Duplex – (2 цилиндра – cylinders) – насосы двойного действия;
- Triplex (тройной) (3 цилиндра) – насосы одиночного действия.

Насосы двойного действия (рис. 2.20, а) применяются на наземных буровых установках. и имеют два цилиндра двойного действия (4 такта).

Triplex pumps (2.20, б) используются на морских буровых установках, имеют три цилиндра одностороннего действия (один ход поршня). Преимущества: легче, дают более гладкий разряд потока и имеют более низкие затраты при обслуживании.

Преимущества поршневых насосов – могут использоваться для:

- закачки жидкости с высоким содержанием твердых частиц;

- работать по широкому диапазону норм расхода потока и давлений. При этом они:
- надежный;
- просты в использовании и обслуживании.

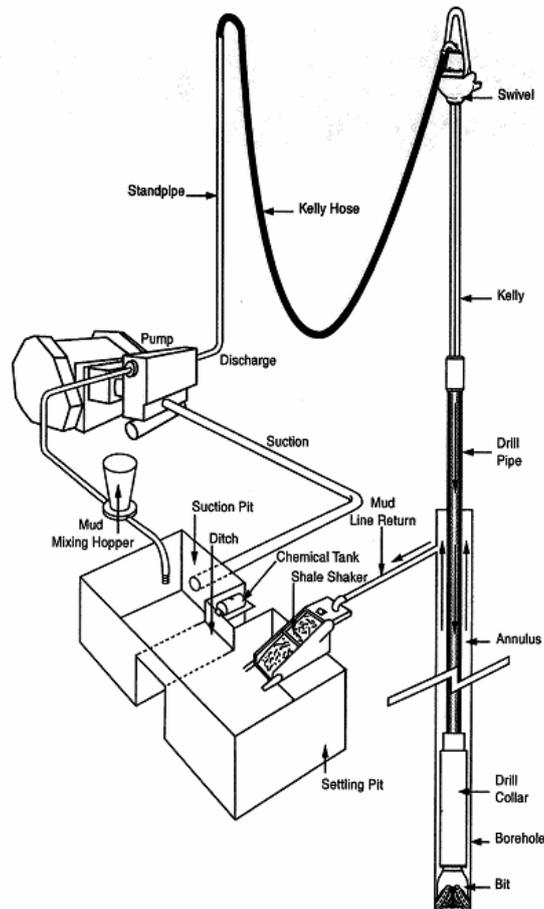


Рис. 2.19. CIRCULATING SYSTEM

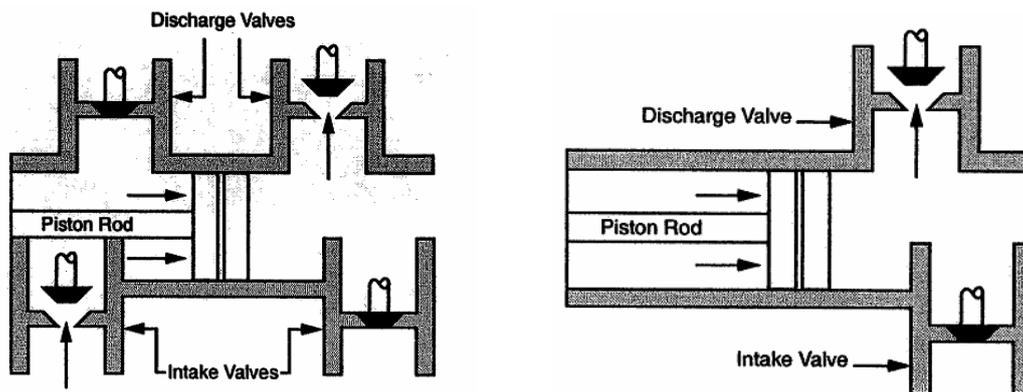


Рис. 2.20. Поршневые насосы:
а) двойного действия; б) одиночного действия

Flowrate – расход жидкости и давление, создаваемое насосом зависят от размера рубашки (liner), которая помещена в цилиндр насоса. Рубашка –заменяющаяся в процессе бурения в зависимости от требуемой мощности потока. Выходная мощность насоса промывочной жидкости в зарубежной практике измеряется в Гидравлической Лошадиной силе (hydraulic horsepower) или гидравлической мощности.

Лошадиная сила, создаваемая насосом определяется по формуле:

$$HHP = \frac{P * Q}{1714}, \quad (2.4)$$

где Q = норма расхода потока (gpm); P = давление (psi).

Давление насоса будет ограничиваться предельным давлением в линиях подачи промывочной жидкости – flowlines на буровой установке. Поток flowrate будет ограничен максимальным размером рубашки в насосе и нормой расхода по которой работает насос.

ROTARY SYSTEM КОМПЛЕКС ДЛЯ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

The rotary system is used to rotate the drillstring, and there the drillbit, on the bottom of the borehole.

На рис. 2.21 представлен комплекс для вращения бурильной колонны. В его состав входит ротор 2, расположенный на полу буровой 1, вертлюг 6, подвешенный на крюке крюкоблока 8. Вертлюг посредством гибкого бурового рукава 4 и стояка 7 передаёт буровой раствор под давлением в бурильную колонну. Посредством вращателя 2 и квадратной ведущей трубы 3 крутящий момент ротора передаётся бурильной колонне и не передаётся талевой системе.

Вертлюг (Swivel), рис. 2.22, находящийся наверху drillstring имеет 3 функции:

- поддерживает на весу колонну бурильных труб;
- позволяет бурильной колонне вращаться;
- позволяет осуществлять подачу промывочной жидкости при вращении бурильной колонны.

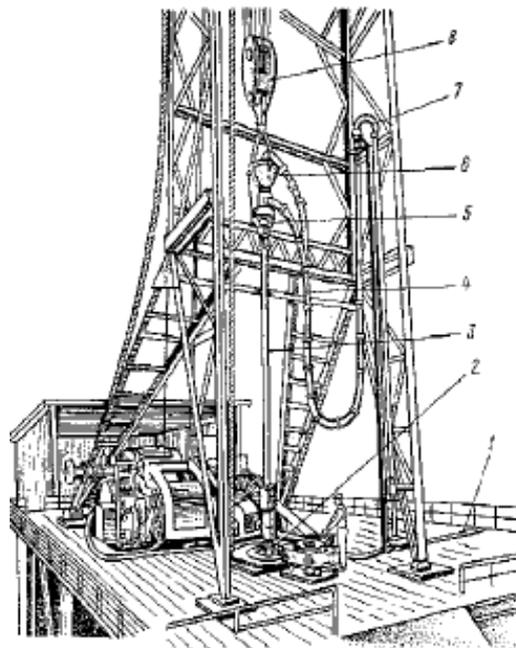


Рис. 2.21. Комплекс для вращения бурильной колонны

Вертлюг подвешен на крюке талевого блока и к нему подходит буровой шланг.

Ниже установлена ведущая труба – Kelly, и имеет внешнее шестиугольное или четырехугольного поперечное сечение, в форме квадрата, для передачи вращения от стола ротора к drillstring.

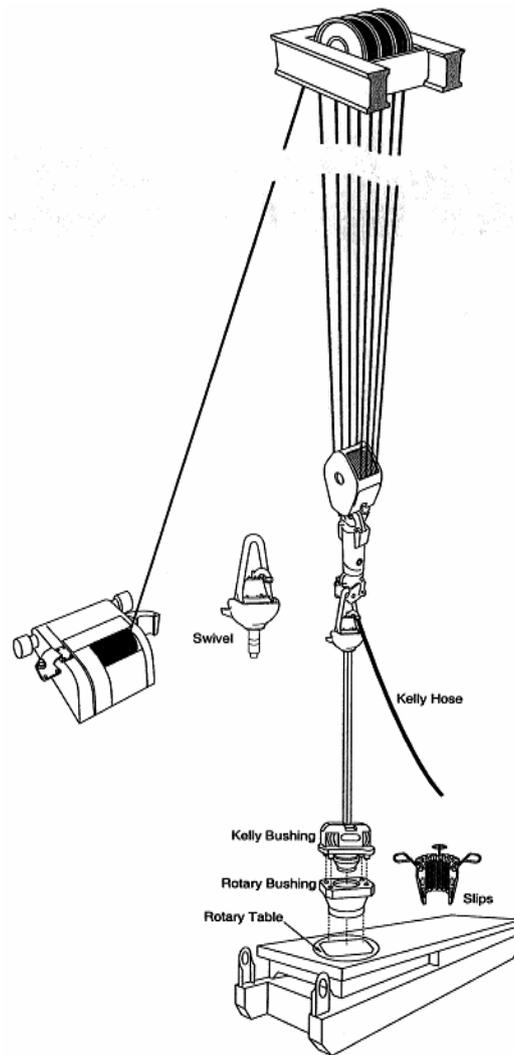


Рис. 2.22. ROTARY SYSTEM

Между kelly и первой секцией drillpipe находится Kelly saver sub – короткая переводник-труба, предотвращающая чрезмерный износ резьбы на kelly, из-за непрерывных скручивании при бурении.

Kelly socks- противовыбросовые задвижки (обратный клапан), установлены с обоих концов kelly, чтобы изолировать высокие давления и предотвратить НГВП.

Стол ротора зафиксирован – закреплен на полу буровой и может осуществлять вращение по часовой стрелке и против часовой стрелки. (стол ротора имеет квадратное сечение).

Направление вращения управляется от пульта бурильщиков.

Большая цилиндрическая втулка, называемый master bushing, – основные вкладыши ротора используется, чтобы защитить стол ротора.

Энергия от стола ротора передается к ведущей трубе через четыре направляющие втулки и называется kelly bushing –вкладыши под ведущую бурильную трубу.

Kelly bushing имеет 4 «пальца», которые вставляются в отверстия стола ротора – Slips.

Slips – клинья – плашки для захвата бурильных труб, используемые для приостановки и удержания труб в столе ротора при их скручивании и раскручивании.

Клинья состоят из трех сужающихся частей, которые расположены вокруг drillpipe так, чтобы они могли удерживать бурильные трубы при свинчивании или раз-

винчивании. Внутренняя часть клиньев имеет зазубренную поверхность, которая удерживает трубу.

Чтобы отвинчивать бурильные трубы используются два больших ключа (Tongs), которые подняты выше стола ротора. При этом оставшаяся часть бурильных труб удерживается на клиньях. Breakout tongs устанавливается на трубу выше резьбы, а Make up tongs – ниже резьбы.

Помимо данных ключей, на буровой установке имеются и другие механизмы для отвинчивания и завинчивания бурильных труб:

- Для навинчивания квадрата (kelly) на бурильные трубы используется пневматический ключ (сжатым воздухом) – kelly spinner;
- Drillpipe spinner (мощные (электрические) клещи) – для скручивания-закручивания бурильных труб;
- Для присоединения специальных инструментов часто используются цепные ключи – chain tong.

WELL CONTROL SYSTEM СИСТЕМА КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ

Основное назначение системы – предотвратить поток пластовых жидкостей из ствола скважины. Когда drillbit входит в проницаемый пласт, давление в разбуриваемом пласте может быть больше чем гидростатическое давление, создаваемое промывочной жидкостью. Если это так, то пластовая жидкость войдет в ствол скважины и начнет вытеснять промывочную жидкость из скважины. Любой приток пластовой жидкости (нефть, газ или вода) в ствол скважины известен как kick – непредвиденный выброс пластового флюида – нефтегазоводопроявление (НГВП).

Система контроля и управления скважиной должна:

- обнаружить выброс пластового флюида;
- перекрыть скважину на поверхности;
- переместить пластовую жидкость, которая попала в скважину;
- сделать процесс бурения безопасным.

Невозможность контролировать ситуацию при выбросе пластового флюида может закончиться открытым фонтанированием, blow-out, которое может привести к потере жизни и оборудования, ущербу окружающей среде и потере нефтяных или газовых запасов.

Первичный контроль состояния скважины гарантирует что гидростатическое давление промывочной жидкости достаточно для противодействия на пласт.

Гидростатическое давление промывочной жидкости определяется по формуле:

$$P=0.052*MW*TVD, \quad (2.5)$$

где P = гидростатическое давление (psi); MW (mud weight) = удельный вес промывочной жидкости (ppg); TVD (true vertical depth) = глубина по вертикали столба промывочной жидкости (ft),

или:
$$P = \gamma * g * H, \quad (2.6)$$

где P = гидростатическое давление (Па); γ = удельный вес промывочной жидкости (кк/м³); H = глубина по вертикали столба промывочной жидкости (м); g – ускорение свободного падения.

Основные признаки непредвиденного выброса пластового флюида следующие:

- внезапное увеличение уровня промывочной жидкости в емкостях;
- потока промывочной жидкости продолжает поступать из скважины при отключенных насосах.

Соответственно, с целью готовности к такой ситуации проводятся регулярные тренировки буровой бригады, чтобы гарантировать, что бурильщик и команда буровой установки могут быстро реагировать в случае НГВП.

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ (ПВО), противовыбросовый превентор или Blowout Preventer (ВОР) устанавливается чтобы справиться с любыми НГВП, которое может возникнуть. Комплект ВОРs – в основном клапаны высокого давления, которые блокируют устье скважины.

На наземных буровых установках или зафиксированных платформах несколько превенторов находится непосредственно ниже пола буровой установки.

На плавучих буровых установках ВОР набор установлен на морском дне.

Клапаны гидравлические и управляются от пола буровой установки, возможно применение и ПВО с механическим приводом клапанов.

Имеются два основных типа ВОР.

Annular preventor (кольцевой превентор), рис. 2.23: предназначен для блокировки затрубного пространства между drillstring и стенкой скважины, внутренней полостью корпуса превентора (может также блокировать полый ствол, если НГВП происходит в то время когда в скважине нет труб). Сделан из синтетического каучука-резины, которая когда расширяется, блокирует ствол. Превентор более универсален, так как из-за применения резины, может перекрывать между трубами и корпусом для труб различного наружного диаметра.

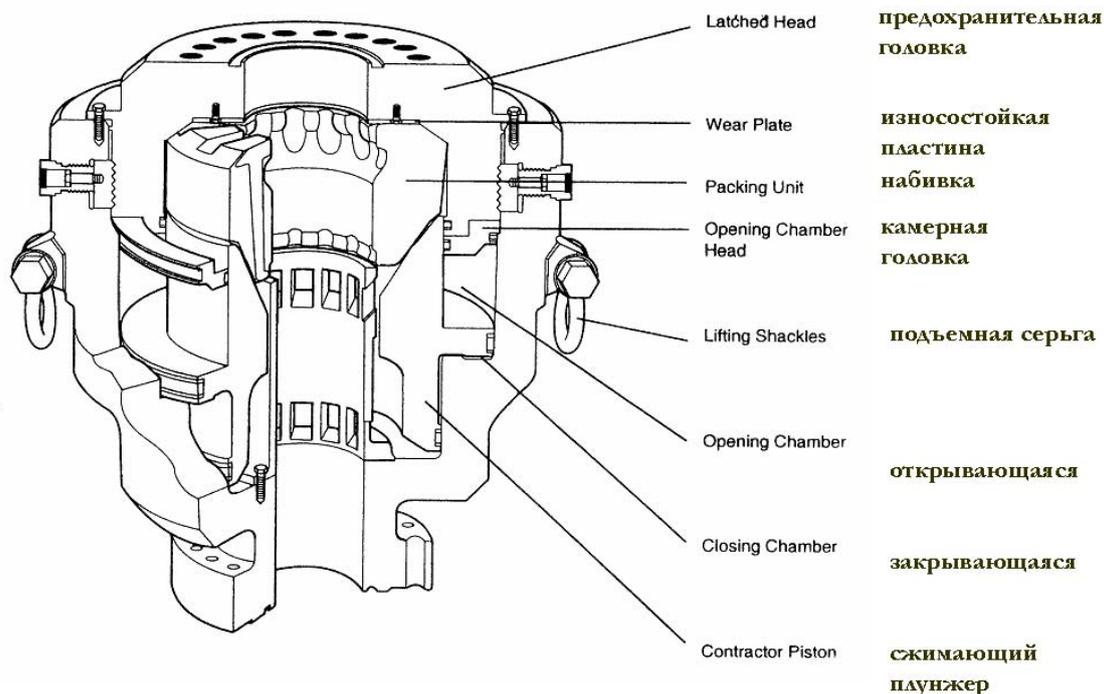


Рис. 2.23. Кольцевой тип превентора

Ram type preventor (плащечный тип превентора), рис. 2.24: предназначен, чтобы заблокировать annulus, перекрывая его большими резиново-стальными плашками.

Основные типы:

- Глухие плашки – блокируют в открытом стволе;
- Трубные плашки – блокируют вокруг drillpipe;
- Режущие плашки – разъединяют drillpipe (используются как последняя возможность предотвратить выброс).

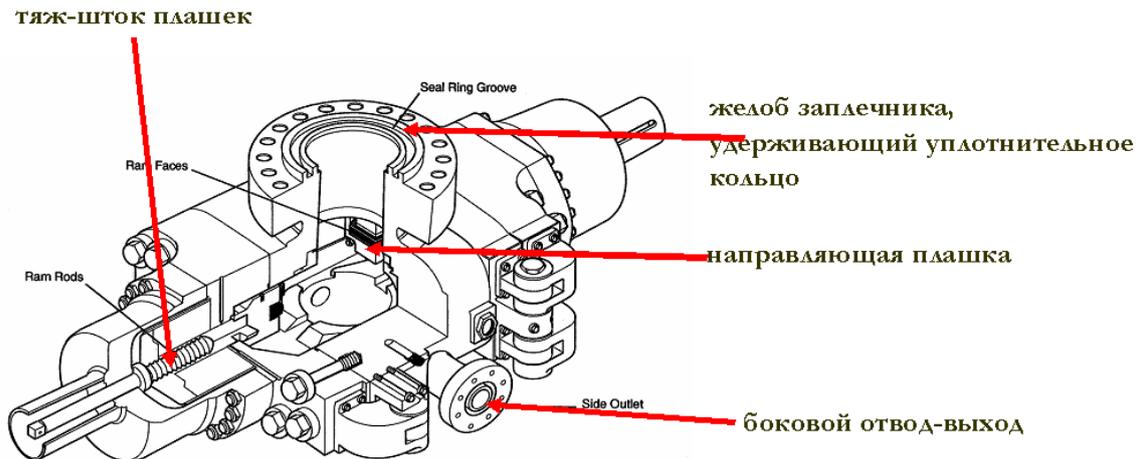


Рис. 2.24. Плашечный тип превентора

Обычно ВОР компоновка будет содержать и кольцевой и плашечный типы превенторов, возможно и несколько плашечных превенторов (рис. 2.25).

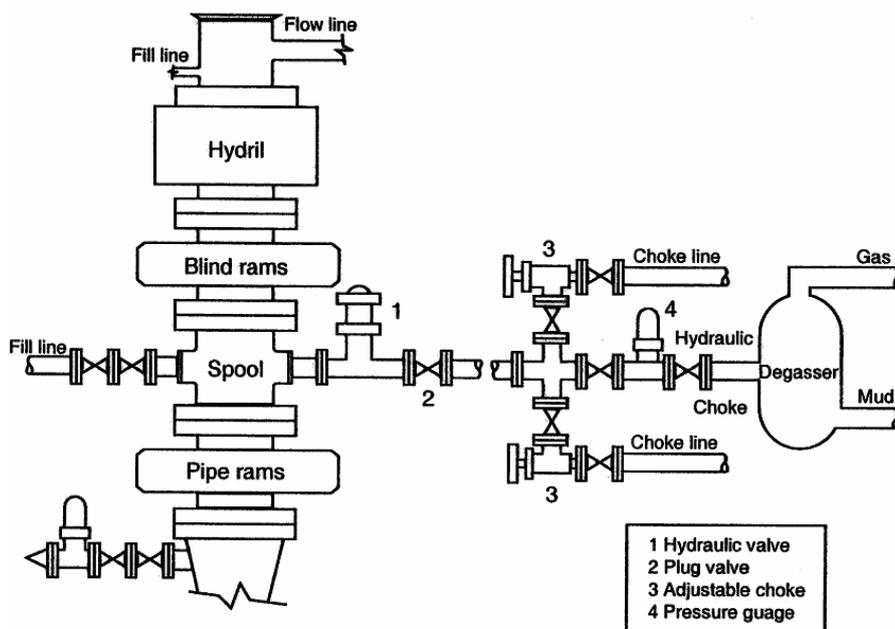


Рис. 2.25. Компоновка WOPs

WELL MONITORING SYSTEM СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СКВАЖИНЫ

Безопасность труба требует постоянного контроля процесса бурения. При бурении обнаруженные заблаговременно проблемы и принятие быстрых коррективных действий, помогут избежать главную проблему – выброс.

Бурильщик должен знать как изменяются параметры при бурении (нагрузка на долото, частота оборотов, норма расхода, давление насоса, газовое содержание в промывочной жидкости и т. д.). Пульт бурильщика оснащен соответствующими приборами. Другая полезная информация при контроле скважины – mudlogging – картаж возвращающегося раствора. Mudloggers также контролирует газовое содержание в промывочной жидкости, используя газовые chromatography – хроматографы.

3. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ПРОЦЕСС ИХ РАЗРУШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Земная кора сложена главным образом изверженными и метаморфическими горными породами, на которых прерывистым покровом лежат осадочные породы. В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие только осадочные горные породы.

Важными признаками строения осадочных горных пород, имеющими существенное значение при их разрушении, являются их структура и текстура. Под структурой горной породы понимаются те ее особенности, которые обусловлены формой, размерами и характером поверхности образующих их материалов. Большинство осадочных пород сложено рыхлыми сцементированными минеральными обломками различных размеров, имеющими неправильные очертания. Основная структурная особенность осадочных пород, характеризующая их механические свойства, структура цементов, связывающих отдельные обломки.

Текстура указывает на особенности строения всей породы в целом и выявляет взаимное пространственное расположение минеральных частиц. Основные особенности текстуры осадочных пород слоистость, сланцеватость (способность породы раскалываться по параллельным плоскостям на тонкие пластинки) и пористость (пористостью называется отношение объема всех пустот к объему всей породы, выраженное в процентах).

По природе сил сцепления между частицами осадочные породы подразделяются на три основные группы:

- 1) скальные;
- 2) связные (пластичные);
- 3) сыпучие.

Силы сцепления *скальных* пород (песчаников, известняков, мергелей и др.) характеризуются молекулярным притяжением частиц друг к другу, а также наличием сил трения.

Силы сцепления *пластичных* пород (глинистых) характеризуются взаимодействием коллоидных частиц, адсорбирующихся на поверхности обломков, а также наличием сил трения.

Сыпучие породы (песок) не обладают сцеплением ни в сухом состоянии, ни при полном насыщении водой. Только при ограниченном насыщении водой у сыпучих пород наблюдаются силы сцепления, обусловленные трением.

Кроме сил сцепления, всем породам присущи силы внутреннего трения, зависящие от давления, прижимающего частицы друг к другу.

ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ

Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения – их упругие и пластические свойства, твердость, абразивность и сплошность.

Упругие свойства горных пород. Все горные породы под воздействием внешних нагрузок претерпевают деформации, исчезающие после удаления нагрузки или остающиеся. Первые из них называются упругими деформациями, а вторые пластическими. Большинство породообразующих минералов – тела упруго хрупкие, т. е. они подчиняются закону Гука и разрушаются, когда напряжения достигают предела упругости.

Горные породы также относятся к упруго хрупким телам, но в отличие от минералов они подчиняются закону Гука только при динамическом приложении нагрузки.

Упругие свойства горных пород характеризуются модулем упругости (модуль Юнга) и коэффициентом Пуассона. Модуль упругости горных пород зависит от их минералогического состава, вида нагружения и величины приложенной нагрузки, от структуры, текстуры и глубины залегания пород, от состава и строения цементирующего вещества у обломочных пород, от степени влажности, песчаности и карбонатности пород.

Пластические свойства горных пород (пластичность). Разрушению некоторых пород предшествует пластическая деформация. Она начинается, как только напряжения в породе превысят предел упругости. Пластичность зависит от минералогического состава горных пород и уменьшается с увеличением содержания кварца, полевого шпата и некоторых других минералов. Высокими пластическими свойствами обладают глины и некоторые породы, содержащие соли. При определенных условиях некоторые горные породы подвержены ползучести. Ползучесть проявляется в постоянном росте деформации при неизменном напряжении. Значительной ползучестью характеризуются глины, глинистые сланцы, соляные породы, аргиллиты, некоторые разновидности известняков.

Твердость горных пород. Под твердостью горной породы понимается ее способность оказывать сопротивление проникновению в нее (внедрению) породоразрушающего инструмента.

В геологии большое распространение имеет шкала твердости минералов Мооса, по которой условную твердость минералов определяют методом царапания; по этой шкале твердость характеризуется отвлеченным числом (номером).

На основании многочисленных исследований Л.А. Шрейнер предложил классификацию горных пород, выгодно отличающуюся от шкалы твердости Мооса тем, что она наиболее полно учитывает основные физико-механические свойства горных пород, влияющих на процесс бурения.

К I группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабо сцементированные пески, суглинки, известняк-ракушечник, мергели, глины с частыми прослоями песчаников, мергелей и т. п.).

Ко II группе относятся упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, крепкие ангидриты, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, кварцево-карбонатные породы и т. п.).

К III группе относятся упругохрупкие, в основном изверженные и метаморфические породы.

Абразивность горных пород. Под абразивностью горной породы понимается ее способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия.

Абразивность пород проявляется в процессе изнашивания (преимущественно механического) и является его характеристикой. Поэтому показатели абразивности можно рассматривать как показатели механических свойств горных пород.

Абразивность горной породы, как и любой другой показатель механических свойств, отражает ее поведение в конкретных условиях испытания или работы. Понятие об абразивной способности тесно связано с понятием о внешнем трении и износе.

Абразивные свойства горных пород изучены слабо. На величину трения существенное влияние оказывает среда. Коэффициент трения о породу, поверхность которой смочена глинистым раствором, меньше, чем тот же коэффициент при трении о породу, смоченную водой, и значительно ниже, чем коэффициент трения о сухую породу.

Твердость горной породы, размер и форма зерен, образующих породу, существенно влияют на коэффициент внешнего трения. Коэффициент трения о породу с более высокой твердостью при прочих равных условиях обычно более высокий, чем о породу

с меньшей твердостью. Это объясняется тем, что абразивные зерна из такой породы выламываются трудней, а разрушающий инструмент царапается зернами этой же породы более интенсивно. По этим же причинам коэффициент внешнего трения выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными зернами, чем при трении о крупнозернистую породу со скатанными зернами.

Среди горных пород наибольшей абразивностью обладают кварцевые и полевошпатовые песчаники и алевриты (сцементированные обломочные породы с обломочными зернами размером от 0,01 до 0,1 мм).

В настоящее время разработано несколько классификаций по абразивности горных пород.

Сплошность горных пород. Понятие «сплошность горных пород» предложено для оценки структурного состояния горных пород, которые, исходя из степени пригодности внутрискелетных нарушений (трещин, пор, поверхностей рыхлого контакта зерен и т. д.), передают внутрь породы давления внешней жидкостной или газовой среды. Разделяют четыре категории сплошности: к первой категории сплошности относятся породы, внутрь которых может проникнуть исходный глинистый раствор; ко второй – породы, внутрь которых проникает не только жидкость, но и твердые (глинистые) частицы; к третьей – породы, внутрь которых передается давление только маловязкой жидкости (типа воды); к четвертой – породы, внутрь которых внешнее гидравлическое давление не передается.

ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

Поровое давление – величина давления в порах горных пород (пластов) и **давление гидроразрыва** – давление, при котором горные породы начинают рваться, значительно влияют на конструкцию обсадных колонн и выбор веса промывочной жидкости, проблем контроля скважины.

Диаграмма P-Z (рис. 3.1) характеризует давление жидкости в поровом пространстве (поровое давление) относительно глубины.

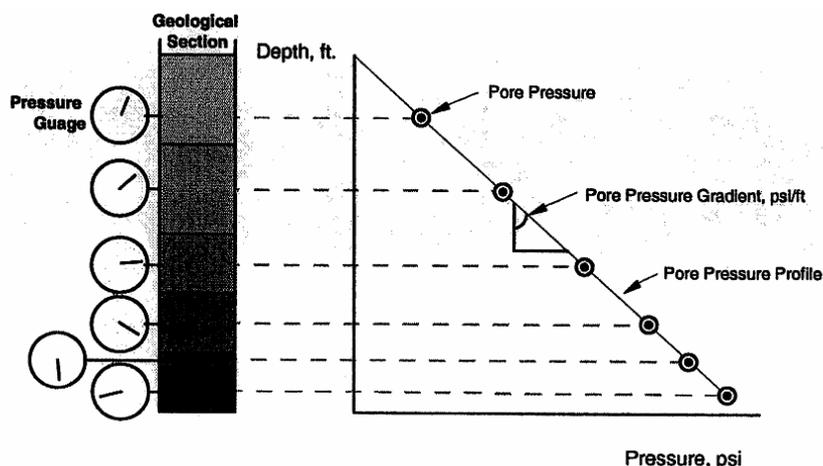


Рис. 3.1. Диаграмма P-Z

The pressure in the formation to be drilled is often expressed in terms of pressure gradient. The differential between the mud pressure and the pore pressure at any given depth is known as the overbalance pressure at that depth. (Underbalance pressure) (рис. 3.2).

Соответственно, вертикальное давление в любой точке земли известно как **геостатическое-геостатическое давление**, функция массы горных пород и жидкости выше рассматриваемой точки.

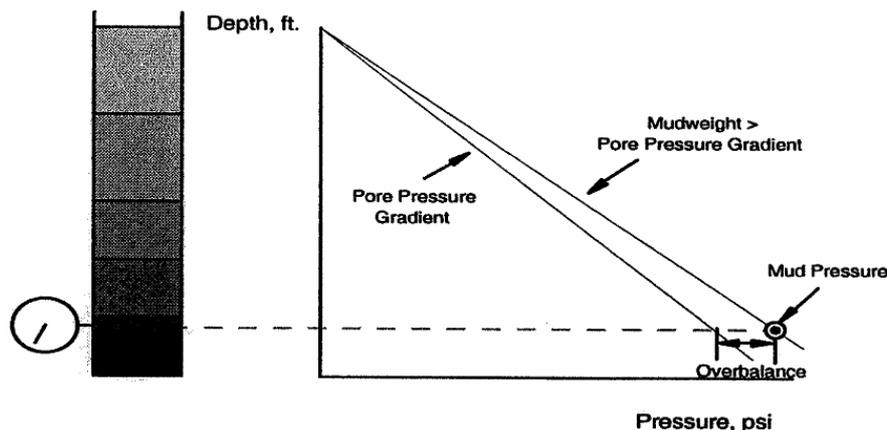


Рис. 3.2. Mud Pressure

В большинстве географических областей градиент порового давления – приблизительно равный **0.465 psi/ft** по зарубежной или **0,1 атм/м** по отечественной классификации был определен как **нормальный градиент давления**. Любое давление выше или ниже значения, определенного этим градиентом называется аномальным давлением.

Основные причины (механизмы) происхождения аномальных давлений следующие:

Тепловое Расширение: если жидкость может расширяться, плотность уменьшится и давление уменьшится.

Foreshortening (сворачиваемость) пластов: в течение процесса сжатия имеется некоторый изгиб пластов верхние пропластки могут сгибаться вверх, в то время как более низкие пропластки могут сгибаться вниз. Промежуточные пропластки должны расширяться, чтобы заполнить пустоту. Процесс способствует образованию overpressures-превышающих давлений в верхних и нижних пропластках (рис. 3.3).

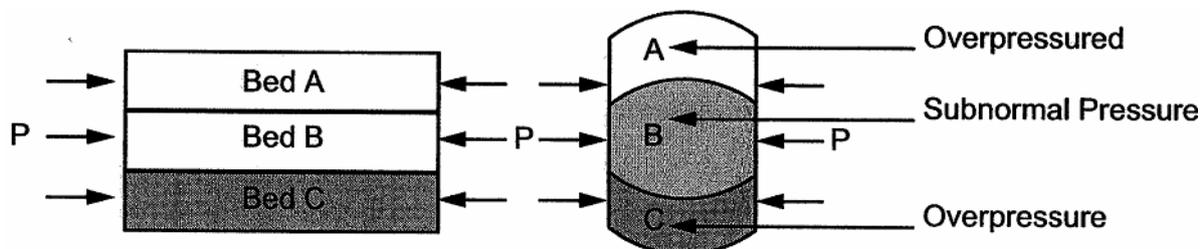


Рис. 3.3. Механизм возникновения аномального пластового давления

Соответственно, в процессе бурения скважины, гидростатическое давление промывочной жидкости должно предотвратить разрушение стенок ствола скважины и предотвратить приток жидкостей из пласта. Таким образом, давление промывочной жидкости в скважине сохраняется слегка выше чем пластовое давление (избыток). Однако, если избыток слишком велик, это может привести к уменьшенным нормам проходки (из-за эффекта осколочного сжатия), разрыву пластов (превышение градиента разрыва) и последующую потерю циркуляции (поток промывочной жидкости уйдет в пласт), чрезмерное дифференциальное давление может привести к прилипанию буровой колонны.

В процесс бурения скважины, зона с аномальным давлением должна быть идентифицирована и разработана под нее соответствующая программа бурения. Соответственно, зона перехода от нормального давления к аномальному называется **TRANSITION ZONE** (рис. 3.4).

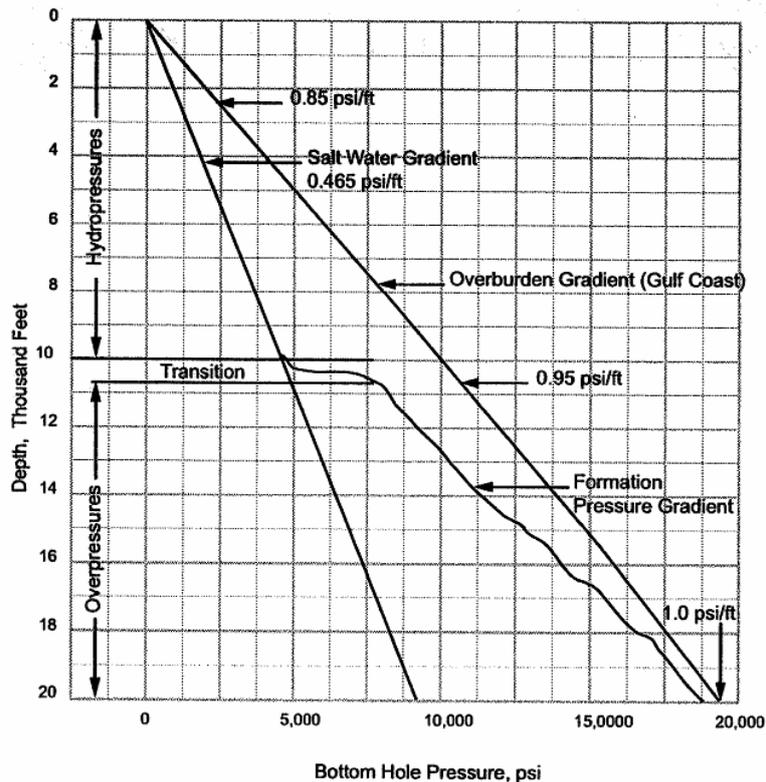


Рис. 3.4. Transition Zone

Один из методов обнаружения **TRANSITION ZONE**, это скорость проходки (ROP – rate of penetration): уплотнение пластов увеличивается с глубиной, соответственно скорость проходки должна уменьшаться с глубиной, однако в зоне изменения пластового давления, **TRANSITION ZONE** горная порода будет более пористой (менее уплотненной) чем обычно, что приведет к возрастанию ROP.

Другой немаловажный показатель, это параметры бурового раствора:

- Increasing gas cutting of mud (from shale cutting, direct influx, swabbing);
- Decrease in mud weight (decrease in density, radioactive densometer);
- Increase in flowline temperature (normal geothermal gradient is about 1 degree F/100ft).

ИСПЫТАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Давление при котором платы будут разрываться под воздействием давления в стволе скважины определяется тестами:

- Leak – off test;
- Limit Test;
- Formation Breakdown Test.

Испытания выполняются в начале бурения каждой новой секции скважины, после бурения из обсадной колонны предыдущей секции скважины (5...10 ft) и установки на устье BOPs. Разница между тестами – давление при котором он будет прекращен.

Процедура испытания следующая:

- Спуск и цементирование обсадной колонны;
- Спуск бурильной колонны и бурение следующей секции;
- Бурение 5...10 ft ниже башмака обсадной колонны;
- Закрывается BOPS (превентор) на поверхности;

- Поднимается поверхностное давление в приращениях, и делается запись накачанного объема и давления в системе в каждом приращении объема;
- Когда тест закончен, стравливание давления, открытие превентора и продолжение бурения.

Leak off Test Calculation, рис. 3.5.

Данный тест предназначен для определения максимально возможного давления на пласт в процессе бурения ниже башмака предыдущей колонны.

Данные теста используется чтобы определить:

- Максимальный mudweight-вес промывочной жидкости, которая может использоваться в последующей бурящейся секции;
- Максимальное допустимое затрубное давление на поверхности (MAASP).

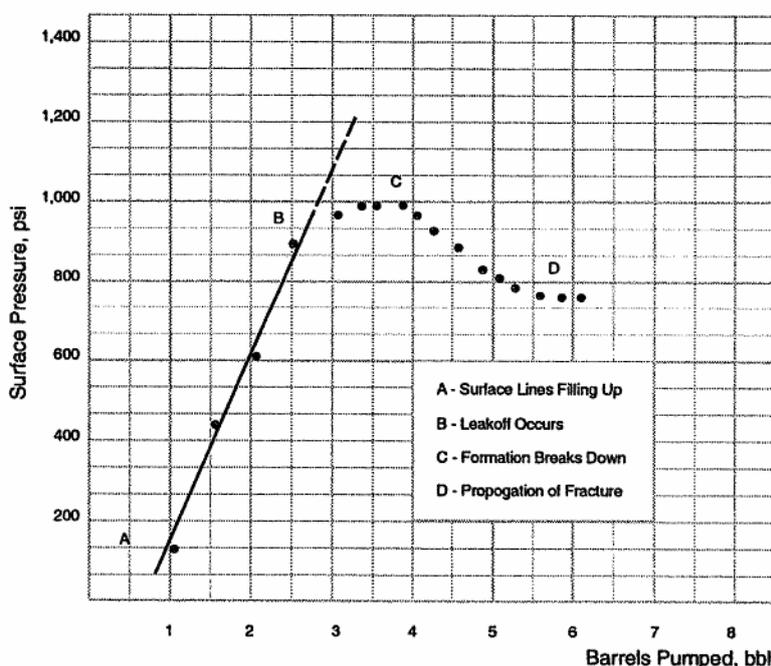


Рис. 3.5. Leak off Test Calculation

Таким образом при планировании процесса бурения, поровое давление и давление гидроразрыва могут быть найдены из:

1. Анализ геофизических данных или данных d-экспоненты от близлежащих скважин.
2. Приведение нормальных давлений и экстраполяция ниже зоны перехода.
3. Расчет типичных градиентов, используя плотностной каротаж близлежащих скважин.
4. Вычисление градиентов порового давления из уравнений.
5. Используя известные пластовые и градиенты гидроразрыва соседних скважин.

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ

Основной вид деформации, под действием которой породы в процессе бурения разрушаются, – вдавливание. Рассмотрим явления, происходящие в породе при действии постепенно возрастающей местной нагрузки, передающейся через штамп. Первоначально порода уплотняется в непосредственной близости от площадки контакта. Затем, когда нагрузка достигает некоторого критического значения, в породе образует-

ся конусообразная трещина, вершина которой обращена к вдавливаемому телу. При дальнейшем увеличении нагрузки трещина продолжает развиваться в глубину; при этом образуется система хаотически расположенных трещин, порода в вершине конуса раздавливается в порошок, передающий давление во все стороны.

Под влиянием этого давления порода продолжает разрушаться до образования лунки. Описанный процесс внедрения штампа составляет один полный цикл разрушения. При дальнейшем нагружении штампа процесс во всех трех фазах повторяется. Такая цикличность разрушения свойственна хрупким, прочным горным породам. В хрупких, но менее прочных горных породах разрушение также носит циклический, но менее скачкообразный характер. Разрушение малопрочных пород носит плавный характер.

Рассмотрим действие динамического вдавливания (ударов) на породу. Исследованиями установлено, что в результате ударов горные породы могут разрушаться при напряжениях, меньших, чем критические, соответствующих пределу прочности. Сам механизм разрушения аналогичен описанному выше. Число ударов по одному и тому же месту может быть значительным. С увеличением силы удара число их уменьшается, и при некотором значении силы разрушение наступает после первого же удара. Таким образом, горная порода может разрушаться как при действии статических, так и динамических нагрузок. Сила удара в процессе динамического разрушения зависит от нагрузки и скорости ее приложения. Эффект разрушения в значительной мере зависит от формы твердого тела, которым разрушают горную породу. Все эти и некоторые другие факторы оказывают влияние на объемную работу разрушения.

Удельная контактная работа определяется отношением полной работы к площади контакта разрушающего инструмента.

Объемная работа разрушения при динамическом вдавливании в несколько раз выше, чем при статическом.

Порода, составляющая поверхность забоя и подлежащая разрушению, находится в условиях неравномерного всестороннего сжатия, создаваемого давлением столба бурового раствора, заполняющего скважину, и боковым давлением горных пород. Сама поверхность забоя неоднородна и не представляет гладкую поверхность: отдельные частицы породы возвышаются над общим уровнем поверхности. При действии разрушающего инструмента на породу эти частицы первыми воспринимают давление и передают его другим соседним частицам.

Некоторые из них дробятся, другие выламываются, третьи почти прямолинейно проталкиваются в направлении движения разрушающего инструмента.

При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого разрушается горная порода, является долото.

Долото проникает в породу и разрушает ее вследствие перемещения:

- 1) поступательного сверху вниз под действием нагрузки на долото, создаваемой массой нижней части колонны бурильных труб (эта нагрузка называется осевой нагрузкой);
- 2) вращательного, осуществляемого гидравлическим забойным двигателем, электробуром или ротором посредством бурильных труб.

Горная порода разрушается долотом посредством резания, скалывания или дробления (рис. 2.1). При резании осевая нагрузка действует непрерывно и ее можно считать статической. В процессе скалывания и дробления приложенное усилие действует на забой прерывно, что вызывает дополнительные динамические нагрузки на забой (удары).

Резание может осуществляться лопастными долотами. Скалывание происходит при использовании лопастных или шарошечных долот. Дробление может осуществляться только шарошечными долотами. Алмазные долота разрушают породу путем истирания и резания.

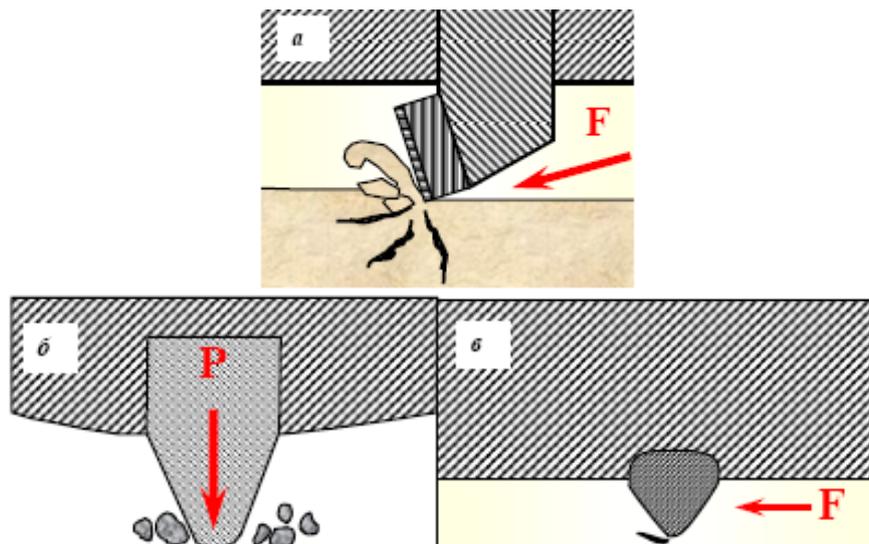


Рис. 3.1. Схема разрушения горной породы на забое
 а) – резание, б)- дробление, в) истирание

Наибольшее распространение получили шарошечные долота, которые используют при бурении пород различной твердости (от мягких до самых крепких).

Рассмотрим процесс разрушения забоя скважины шарошечным долотом. Работа долот протекает в растворе или газе (в том случае, если в качестве бурового раствора применяется воздух или природный газ), содержащих обломки выбуренной породы.

Шарошки долот вращаются вокруг своей оси и вокруг оси вращения бурильных труб (при роторном бурении) или вала гидравлического забойного двигателя (электробура). Вращаясь вокруг своих осей, шарошки попеременно упираются в забой то одним, то двумя зубьями (рис. 3.1). Иначе говоря, шарошка при своем вращении то поднимается, то опускается, производя при этом частые удары по забою.

Благодаря такому характеру перемещения зубья шарошки оказывают на породу не только статическое, но и динамическое воздействие. В зависимости от формы шарошек и положения их осей относительно оси долота происходит или чистое дробление, или дробление со скалыванием.

Интенсивность проскальзывания зубьев для данного шарошечного долота оценивают коэффициентом скольжения, который равен отношению суммы площадей, описываемых за один оборот долота кромками зубьев, скользящих по породе, к площади забоя скважины.

В том случае, когда образующие конуса шарошки будут лежать на мгновенной оси вращения и, следовательно, пересекаться на оси долота, коэффициент скольжения равен нулю.

Буровой раствор, подаваемый на забой скважины через отверстия в долоте, должен обеспечить очистку шарошек долота, вынос разбуренной породы, охлаждение долота и очистку забоя, исключаящую вторичное дробление породы долотом.

Увеличение гидравлической мощности, превращаемой в промывочных отверстиях долота в кинематическую энергию струи жидкости, ведет к увеличению проходки на долото и механической скорости бурения.

Гидростатическое давление столба бурового раствора уменьшает механическую скорость бурения, так как оно стремится удерживать частицы породы на первоначальном месте и тем самым помогает породе сопротивляться разрушению.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

4.1. Породоразрушающий инструмент

Породоразрушающий инструмент (ПРИ) предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины.

По принципу разрушения породы ПРИ подразделяется на 3 группы:

- 1) ПРИ режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород небольшой твердости;
- 2) ПРИ дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких;
- 3) ПРИ истирающе-режущего действия – применяется для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

По назначению ПРИ подразделяется:

- 1) для бурения сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;
- 2) для бурения по кольцевому забою (с отбором керна) – бурголовки;
- 3) для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т. д.).

По конструктивному исполнению ПРИ делится на три группы:

- 1) лопастной (рис. 4.1, а.);
- 2) шарошечный (рис. 4.1, б.);
- 3) секторный (алмазные долота) (рис. 4.1, в.).



Рис. 4.1. а) Лопастной ПРИ; б) Шарошечный ПРИ; в) Секторный ПРИ

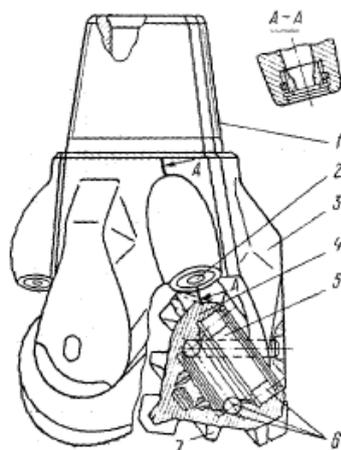


Рис. 4.2. Конструкция шарошечного долота

По материалу породоразрушающих элементов ПРИ делится на четыре группы:

- 1) со стальным вооружением;
- 2) с твердосплавным вооружением;
- 3) с алмазным вооружением;
- 4) с алмазно-твердосплавным вооружением.

ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА (Roller Cone Bits)

Наибольшее распространение в практике бурения нефтяных и газовых скважин получили шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением. Конструкция трехшарошечного долота приведена на рис. 4.2.

Три лапы 3 сваривают между собой. На верхнем конце конструкции нарезана замковая присоединительная резьба. Каждая лапа в нижней части завершается цапфой 5, на которой проточены беговые дорожки под шарики и ролики. На цапфе через систему подшипников 6 устанавливается шарошка 4 с беговыми дорожками. Тело шарошки оснащено фрезерованными стальными зубьями 7, размещенными по венцам. На торце со стороны присоединительной резьбы выбиваются шифр долота, его порядковый номер, год изготовления.

Шарошечные долота изготавливают как с центральной, так и с боковой системой промывки (рис. 4.3). На лапах долота с боковой гидромониторной системой промывки выполнены специальные утолщения – приливы 2 с промывочными каналами и гнездами для установки гидромониторных насадок (сечение А-А).

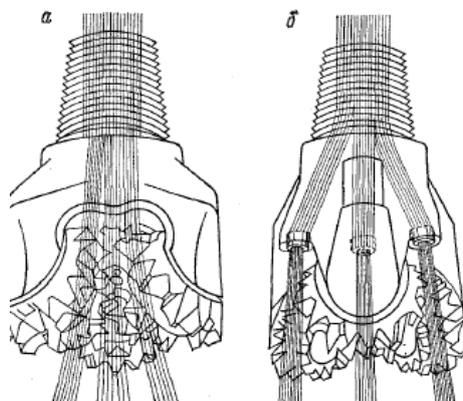


Рис. 4.3. Схема шарошечных долот с центральной (а) и боковой (гидромониторной) (б) промывкой



Рис. 4.4. Схема долота с герметизированной маслonaполненной опорой

При центральной промывке забоя лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек, шлам беспрепятственно выносится в наддолотную зону. Однако при высокой скорости углубки забоя трудно подвести к долоту необходимую гидравлическую мощность, требуемую для качественной очистки забоя (перепад давления на долотах с центральной промывкой не превышает 0,5...1,5 МПа). Боковая гидромониторная промывка обеспечивает лучшую очистку наиболее зашламованной периферийной части забоя, позволяет подвести к долоту большую гидравлическую мощность (перепад давления на долотах с гидромониторной промывкой достигает 5...15 МПа).

Однако мощные струи бурового раствора, выходящие из гидромониторных насадок экранируют транспортирование шлама через проемы между секциями долота, поэтому часть шлама циркулирует некоторое время в зоне действия шарошек и переизмельчается, а часть – транспортируется в зазорах между стенкой скважины и спинками лап. Поэтому зачастую переходят на ассиметричную систему промывки, заглушая одну или две гидромониторные насадки для повышения пропускной способности основных транспортных каналов долота.

Беговые дорожки цапфы и шарошки и тела качения без сепараторов составляют опору шарошки. Помимо подшипников качения опора может включать подшипники скольжения (антифрикционные втулки) и торцевую пятю (антифрикционный диск). Полость опоры заполняется консистентной смазкой.

Опоры шарошек – наиболее ответственные узлы шарошечного долота, стойкость которых чаще всего определяет долговечность долота в целом. Опоры воспринимают радиальные и осевые нагрузки (по отношению к цапфе).

Опоры шарошек в зависимости от типоразмера долот конструируются из различных сочетаний шариковых и роликовых подшипников качения и подшипников скольжения.

Шариковые подшипники легче разместить в ограниченных размерах шарошки, они слабо реагируют на возможные перекосы осей шарошек и цапф. Однако из-за проскальзывания шариков по боковым дорожкам эти подшипники быстро нагреваются и требуют интенсивного охлаждения.

Роликовые подшипники могут воспринимать большую, чем шариковые подшипники нагрузку, но труднее вписываются в ограниченные размеры шарошек. Они весьма чувствительны к перекосам осей шарошек и цапф и при износе роликов нередко шарошки заклиниваются на цапфах.

Подшипники скольжения способны воспринимать наибольшие нагрузки. Однако эффективны они только при невысоких частотах вращения долота, когда трущиеся поверхности шарошек и цапф и соседних подшипников качения сильно не нагреваются.

В каждой системе опор обязательно имеется один шариковый подшипник, называемый замковым радиально-упорным подшипником двухстороннего действия. Он удерживает шарошку на цапфе и воспринимает усилия, направленные вдоль и перпендикулярно к оси цапфы. Устанавливается этот подшипник в последнюю очередь, через цилиндрический канал в цапфе, затем в этот канал вставляется стержень (палец) и его наружная часть приваривается к телу цапфы.

Подшипники шарошек в процессе бурения смазываются и охлаждаются буровым раствором, проникающим к ним по зазору между основанием шарошки и упорной поверхностью в цапфе. Поэтому в буровой раствор добавляются специальные реагенты, улучшающие его смазочные свойства.

При бурении с продувкой скважины воздухом условия работы опор шарошек значительно ухудшаются вследствие недостаточного теплоотвода от трущихся деталей подшипников. Поэтому в долотах, предназначенных для бурения с продувкой воздухом, часть воздуха по специальным каналам в лапах и цапфах направляется непосредственно в опоры шарошек.

В последние годы все большее применение находят долота с герметизированной маслonaполненной опорой (рис. 4.4), у которых специальная смазка поступает к подшипникам из эластичного баллона по имеющемуся в лапе и цапфе каналу. Проникновению бурового раствора в полость такой опоры и утечке смазки препятствует жесткая уплотнительная манжета. Долговечность таких долот при ограниченной частоте оборотов на порядок и более превосходит долговечность долот с открытой опорой.

Для бурения скважин в абразивных породах различной твердости с целью повышения долговечности вооружения шарошки оснащают вставными твердосплавными зубками (штырями). Такие долота часто называют штыревыми. Вставные зубки закрепляются в теле шарошки методом прессования. Для бурения в малоабразивных породах, в теле стальной шарошки фрезеруются призматические зубья, поверхность которых упрочняется термохимической обработкой (рис. 4.5, рис. 4.6).



Рис. 4.5. Виды вооружения шарошечных долот (вставные и цельные зубья)

По материалу вооружения шарошечные долота делятся на два класса:

1 класс – долота с фрезерованным стальным вооружением для бурения малоабразивных пород (М, МС, С, СТ, Т, ТК);

2 класс – долота со вставным твердосплавным вооружением для бурения абразивных пород (МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К, ОК).

В настоящее время долота типа СТ и ТК не выпускаются.

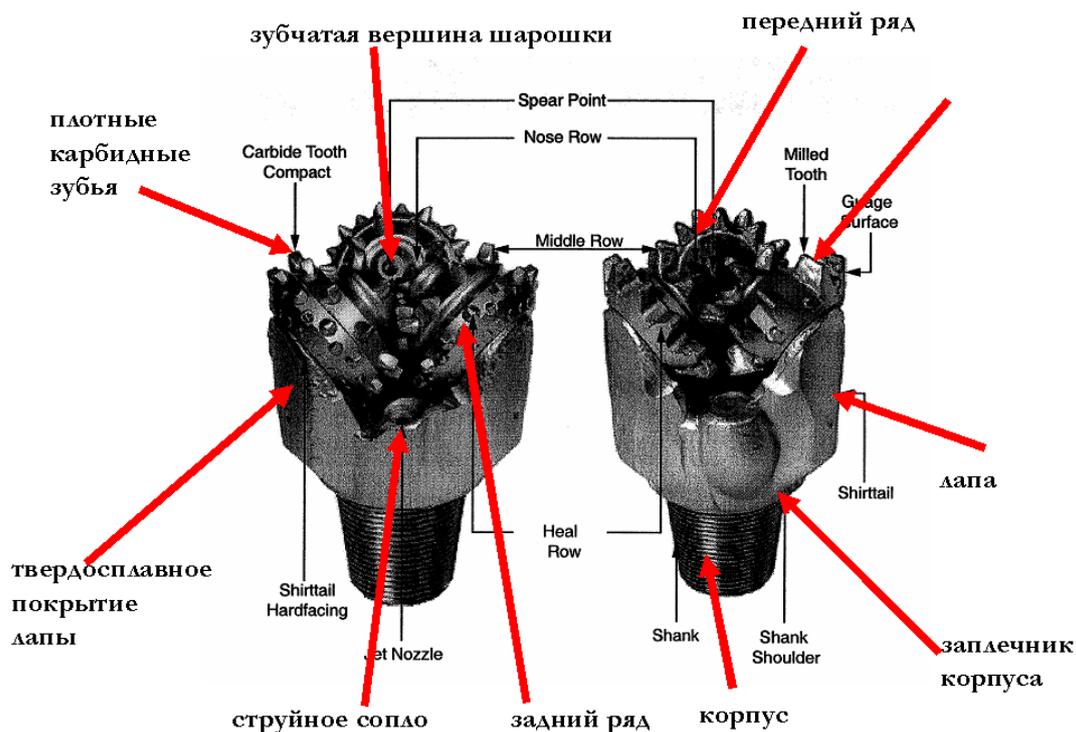


Рис. 4.6. Основные элементы шарошечного долота

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов шарошечные долота делятся:

- с центральной промывкой (Ц);
- с боковой гидромониторной промывкой (Г);
- с центральной продувкой (П);
- с боковой продувкой (ПГ).

Долота для высокооборотного бурения (частота оборотов долота более 400 в минуту) изготавливают с опорами на подшипниках качения (В).

Долота для низкооборотного бурения (частота оборотов долота 100...400 в минуту) изготавливают с опорами на подшипниках качения и одном подшипнике скольжения (Н).

Долота для бурения на пониженных частотах (частота оборотов долота не более 100 в минуту) изготавливают с опорами на двух и более подшипниках скольжения и подшипниках качения (А).

Выпускаются долота с открытой опорой и с уплотнительными манжетами и резервуарами для смазки (У).

Условное российское обозначение (шифр) долота: *III – 215,9 С-ГНУ 2354*, где III – трехшарошечное; 215,9 – номинальный диаметр долота, мм; С – тип долота (для бурения пород средней твердости); Г – боковая гидромониторная промывка; Н – опора для низкооборотного бурения на одном подшипнике скольжения; У – опора маслonaполненная с уплотнительной манжетой; 2354 – заводской номер долота.

В маркировке трехшарошечных долот и долот с центральной промывкой цифра III и буква Ц не указывается.

По ГОСТ 20692 «Долота шарошечные» предусматривается выпуск долот диаметром 76...508 мм. трех разновидностей: одно- двух- и трехшарошечных. Наибольший объем бурения нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири приходится на трехшарошечные долота диаметрами 190,5; 215,9; 269,9; 295,3 мм.

Типы и область применения шарошечных долот приведены в табл. 4.1 и табл. 4.2.

ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА (Drag Bits)

При бурении нефтяных и газовых скважин чаще всего применяют трехлопастные (ЗЛ и ЗИР) и шестилопастные (БИР) долота. Лопастное долото ЗЛ состоит из корпуса, верхняя часть которого имеет ниппель с замковой резьбой для присоединения к бурильной колонне, и трех приваренных к корпусу долота лопастей, расположенных по отношению друг к другу под углом 120 градусов. Для подвода бурового раствора к забою долото снабжено промывочными отверстиями, расположенными между лопастями.

Лопастные выполнены заостренными и слегка наклонными к оси долота в направлении его вращения. В этой связи по принципу разрушения породы долота ЗЛ относят к долотам режуще-скалывающего действия, так как под влиянием нагрузки лопасти врезаются в породу, а под влиянием вращающего момента скалывают ее (рис. 4.7).

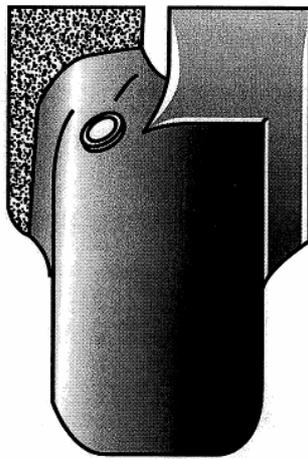


Рис. 4.7. Лопастное долото

Долота ЗЛ предназначены для бурения в неабразивных мягких пластичных породах (тип М) и для бурения в неабразивных мягких породах с пропластками неабразивных пород средней твердости (тип МС).

Для увеличения износостойкости долот их лопасти укрепляют (армируют) твердым сплавом. У долот типа М в прорезанные по определенной схеме пазы на лопастях наплавляют зернистый твердый сплав релит и лопасть покрывают чугуном, а у долот типа МС в пазы укладывают и припаивают твердосплавные пластинки и покрывают лопасти релитом.

Долота ЗЛ выпускают как с гидромониторными насадками, так и без. В последнем случае выходные кромки промывочных каналов армируют релитом.

Согласно ОСТ 26-02-1282 «Долота лопастные» предусмотрен выпуск долот ЗЛ диаметром от 120,6 до 489,9 мм.

Долота ЗИР в сравнении с ЗЛ имеют следующие отличительные особенности. Три лопасти выполнены притупленными, а не заостренными и приварены к корпусу так, что они сходятся на оси долота, а не наклонены к ней. Лопасти долота армируются также как и у ЗЛ типа МС, но с дополнительным усилением кромок лопастей, контактирующих с забоем и стенкой скважины, твердосплавными зубками (штырями).

Такая особенность вооружения позволяет долоту ЗИР разрушать породу резанием и истиранием (микрорезанием) абразивных мягких пород с пропластками пород средней твердости (тип МСЗ).

Отраслевым стандартом ОСТ 26-02-1282 предусмотрено изготовление долот ЗИР диаметром от 190,5 до 269,9 мм.

Долота БИР имеют три основные лопасти, предназначенные для разрушения породы на забое, и три дополнительные укороченные лопасти, калибрующие стенку скважины. Основные лопасти притуплены и сходятся на оси долота. Дополнительные лопасти также притуплены и расположены между основными лопастями. Эти долота относятся к типу С.

По ОСТ 26-02-1282 предусмотрено изготовление долот БИР диаметром от 139,7 до 269,9 мм.

Лопастные долота имеют ряд существенных недостатков:

- интенсивный износ лопастей в связи с непрерывным контактом режущих и калибрующих ствол скважины кромок лопастей долота с забоем и стенками скважины;
- сужение ствола скважины в процессе бурения из-за относительно быстрой потери диаметра долота;
- относительно высокий крутящий момент на вращение долота;
- неудовлетворительная центрируемость на забое, приводящая к интенсивному непроизвольному искривлению.

Отмеченные недостатки объясняют причины редкого применения лопастных долот в практике бурения нефтяных и газовых скважин даже при разбуривании мягких пород.

АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА (Diamond Bits)

Алмазные долота предназначены для разрушения истиранием (микрорезанием) небразивных пород средней твердости и твёрдых.

Алмазное долото состоит из стального корпуса с присоединительной замковой резьбой и фасонной алмазнесущей головки (матрицы). Матрица разделена на секторы радиальными (или спиральными) промывочными каналами, которые сообщаются с полостью в корпусе долота через промывочные отверстия.

Алмазнесущую матрицу изготавливают методом прессования и спекания смеси специально подобранных порошкообразных твердых сплавов. Перед прессованием в пресс-форме по заданной схеме размещают кристаллики природных или синтетических алмазов (PDC долота (polycrystalline diamond compact)).

При однослойном размещении алмазов применяют алмазы в 0,05...0,4 карата (карат – единица измерения массы алмазов, 1 карат равен примерно 4,5 мм). Для бурения в твердых породах изготавливают долота с объемным размещением мелких (менее 0,02 карата) кристаллов алмаза в матрице (импрегнированные алмазные долота). После изготовления долота вылет алмазов над рабочей поверхностью матрицы составляет 0,1...0,25 их диаметра.

Диаметр алмазных долот на 2...3 мм меньше соответствующих диаметров шарошечных долот. Это вызвано созданием условий для перехода к бурению алмазными долотами после шарошечных, у которых, как правило, по мере износа уменьшается диаметр.

Отраслевым стандартом ОСТ 39.026 предусмотрено выпускать алмазные долота диаметрами от 91,4 до 292,9 мм.

Основными достоинствами алмазных долот являются хорошая центрируемость их на забое и формирование круглого забоя (в отличие от треугольной с округленными вершинами формы забоя при бурении шарошечными долотами).

Главный недостаток алмазных долот – их стоимость (иногда в 10 раз дороже, чем долота сходного размера).

Нет гарантии, что эти долота пробурят больше чем правильно отобранное шарошечное долото в том же самом пласте.

Эффективны при длительном вращении инструмента – 200...300 часов в процессе бурения.



Рис. 4.8. PDC долото

Так как алмазные долота не имеют никаких частей перемещения-вращения, они имеют тенденцию работать более длительный срок чем шарошечные.

При этом сокращаются спуско-подъемные операции инструмента, погашая тем самым стоимость самого долота (морское бурение).

Алмазы могут быть извлечены – используемые долота имеют некоторую остаточную стоимость.

PDC долота (polycrystalline diamond compact) – поликристаллические алмазные долота, были представлены в 1980-х. Эти долота имеют те же самые преимущества и недостатки как и предыдущие, но используют маленькие диски синтетических алмазов, вкрапленные в режущие поверхности. Диски могут быть изготовлены любой формы и размера и не чувствительны к отказу по диагональной стойкости как долота с естественными алмазами. Они особенно эффективны (большая проходка и высокая скорость) когда работают в комбинации с turbodrills- турбобурами и промывочной жидкостью на нефтяной основе.

Основные компоненты в конструкции PDC долот (рис. 4.9):

- Режущий Материал – Cutting Material.
- Материал корпуса долота – Bit Body Material.
- Наклон резцов – Cutter Rake.
- Профиль долота – Bit Profile.
- Плотность режущего элемента – Cutter Density.
- Конструкция режущего элемента Cutter Exposure.
- Система промывки – Fluid Circulation.

Выбор типа долота зависит от бурящихся горных пород

Долота для бурения мягких пород требуют глубокого проникновения в горную породу, зубья длинные, тонкие и широко раздвинутые, чтобы предотвратить образование сальников, препятствующий проникновению в горную породу.

Долота для бурения умеренно твердых пород требуется противостоять более тяжелым нагрузкам, высота зуба уменьшена, ширина зуба увеличена. Долота режущескальвающего действия с ограниченным проникновением. Интервал зубов сравнительно большой, чтобы обеспечить хорошую систему очистки.

Долота для бурения твердых пород скальвающего действия, зубья более короткие. Интервал зубов менее критический, так как ROP и проходка тоже уменьшается.

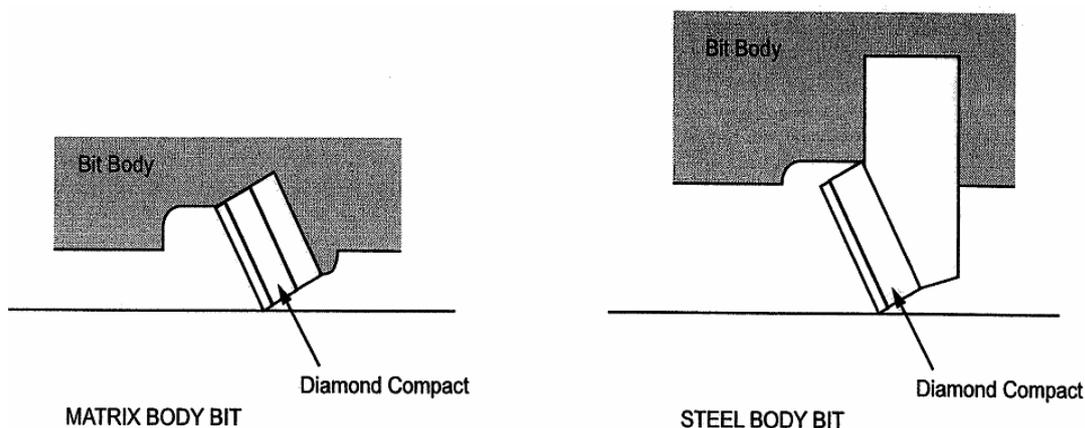


Рис. 4.9. Разновидности установки режущих элементов в корпус PDC долот

ДОЛОТА ИСМ

Особая разновидность долот разработана Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) – долота типа ИСМ. Долота ИСМ предназначены для разрушения резанием и истиранием (микрорезанием) неабразивных пород мягких (М), перемежающихся по твердости (МС) и средней твердости (С).

Эти долота имеют вооружение из сверхтвердого композиционного материала «Славутич», в состав которого входят мелкокристаллические алмазы и дробленый карбид вольфрама. Для оснащения долот применяют цилиндрические вставки (штыри) диаметром 8...12 мм с плоскими или полусферическими рабочими торцами. Штыри в корпусе долота припаивают в гнездах.

Существует две разновидности долот ИСМ по конструкции: лопастная и секторная. Лопастная разновидность аналогична по конструкции долоту БИР.

Секторная разновидность долота состоит из стального корпуса, торцевая профильная поверхность которого, разделена на секторы радиальными промывочными каналами. Штырями из «Славутича» вооружена торцевая и калибрующая поверхности долота. Вылет штырей над поверхностью секторов составляет 3...5 мм. На калибрующей поверхности штыри утоплены.

При бурении в мягких породах штыри работают как резцы, осуществляя резание и скалывание. В перемежающихся по твердости и породах средней твердости работают зерна алмазов, разрушая породу микрорезанием.

Присоединяют долото к бурильной колонне при помощи замковой резьбы.

Отраслевым стандартом ОСТ 39026 предусмотрено выпускать долота ИСМ диаметрами от 91,4 до 391,3 мм.

Преимуществами долот ИСМ являются их значительная проходка на долото, достигающая (при соблюдении условий эксплуатации) нескольких сотен метров и относительно высокая рейсовая скорость.

К недостаткам следует отнести узкую область применения (только в неабразивных порода М, МС и С) и высокий момент на вращение долота, ограничивающий применение забойных двигателей.

ДОЛОТА СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Из долот этой группы наиболее распространены пикообразные долота – пикобуры. Эти долота имеют заостренную под углом под углом 90 градусов лопасть, по форме напоминающую пику. Вооружение твердосплавные пластины и штыри.

По назначению выпускают пикобуры двух типов:

- ПР для проработки (расширения) ствола пробуренной скважины;

- ПЦ для разбуривания цементного стакана, моста и металлических деталей в обсадной колонне после ее цементирования.

Во избежание повреждения обсадной колонны боковые грани лопасти у долот ПЦ не армируются твердым сплавом.

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА

Для отбора керна используется специальный породоразрушающий инструмент – бурильные головки (ГОСТ 21210) и керноприемные устройства (ГОСТ 21949).

Бурголовка (рис. 4.10), разрушая породу по периферии забоя, оставляет в центре скважины колонку породы (кern), поступающую при углублении скважины в керноприемное устройство, состоящее из корпуса и керноприемной трубы (керноприемника).

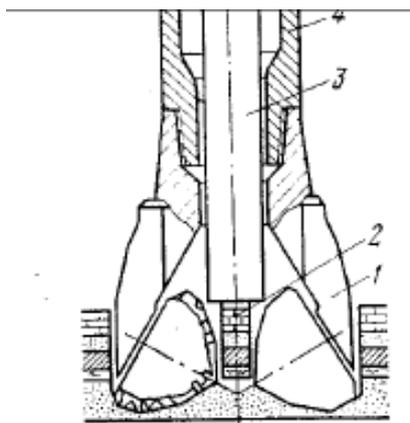


Рис. 4.10. Схема устройства бурголовки с керноприемником

Корпус керноприемного устройства служит для соединения бурильной головки с буровой колонной, размещения керноприемника и защиты его от механических повреждений, а также для пропуска бурового раствора к промывочным каналам бурголовки.

Керноприемник предназначен для приема керна, сохранения его во время бурения от механических повреждений и гидроэрозионного воздействия бурового раствора и сохранения при подъеме на поверхность. Для выполнения этих функций в нижней части керноприемника устанавливают кернорватели и кернодержатели, а сверху клапан, пропускающий через себя вытесняемый из керноприемника буровой раствор при заполнении его керном.

По способу установки керноприемника в корпусе ГОСТ 21949 «Устройства керноприемные» предусматривает изготовление керноприемных устройств как с несъемными, так и со съемными керноприемниками.

При бурении с несъемными керноприемниками для подъема на поверхность заполненного керном керноприемника необходимо поднимать всю буровую колонну.

При бурении со съемным керноприемником буровая колонна не поднимается. Внутри колонны на канате спускается специальный ловитель, с помощью которого из керноприемного устройства извлекают керноприемник и поднимают его на поверхность. При помощи этого же ловителя порожний керноприемник спускают и устанавливают в корпусе.

В настоящее время разработан целый ряд керноприемных устройств с несъемными керноприемниками «Недра», «Кембрий», «Силур» предназначенных для различных условий отбора керна и имеющих аналогичную конструкцию.

Для керноприемных устройств изготавливают шарошечные (рис. 4.11), алмазные (рис. 4.12), лопастные и ИСМ бурголовки, предназначенные для бурения в породах различной твердости и абразивности.



Рис. 4.11. Шарошечная бурголовка

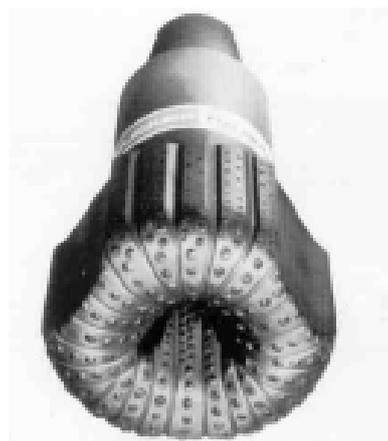


Рис. 4.12. Алмазная бурголовка

ГОСТ 21210 предусмотрено выпускать шарошечные и лопастные бурильные головки диаметрами от 76,0 до 349,2 мм.

Пример условного обозначения бурголовки для керноприемных устройств без съемного керноприемника (*К*) с наружным диаметром $D_n = 212,7$, внутренним диаметром $D_v = 80$ мм для бурения мягких пород: *К 212,7 / 80 М ГОСТ 21210-75*.

Пример условного обозначения бурголовки для керноприемных устройств со съемным керноприемником (*КС*) с наружным диаметром $D_n = 187,3$, внутренним диаметром $D_v = 40$ мм для бурения абразивных пород средней твердости: *КС 187,3 / 40 СЗ ГОСТ 21210*.

ОЦЕНКА ДОЛОТ

Когда долото поднято на поверхность из скважины, оно осматривается и классифицируется согласно износу, которому оно подверглось.

Оценка долота полезна по следующим причинам:

- Улучшается выбор типа долот;
- Идентифицированы эффекты нагрузки –WOB, частота вращения, которые могут быть изменены чтобы улучшить эксплуатационные показатели следующего долота;
- Улучшается способность бурового персонала распознать момент когда долото нужно поднимать из скважины (то есть корректировать эксплуатационные показатели проходки с его физическим состоянием);
- Оценка эксплуатационных показателей способствует улучшению их конструкции. Эксплуатационные показатели могут быть оценены по следующим критериям:
- Сколько метров (футов) оно пробурило;
- Скорость бурения (ROP);
- Стоимость на фут (метр) бурения ствола (стоимость долот плюс эксплуатационные расходы на функционирование его в скважине).

Цель выбора долота состоит в том, чтобы достичь самой низкой стоимости на фут (метр) бурения.

Стоимость бурения одного фута скважины можно определить по формуле:

$$C = \frac{Cb + (Rt + Tt)Cr}{F}, \quad (4.1)$$

где C = полная стоимость одного фута (\$/foot), C_b = стоимость долота (\$), Rt = время работы долота в скважине (hrs-часы), Tt = время на СПО (hrs –часы), Cr = стоимость буровой установки (\$/hrs-час), F = длина интервала.

Уравнение связывает стоимость пробега долота, стоимость долота, норму проходки и длину проходки долота.

4.2. Бурильная колонна

Бурильная колонна (далее БК) соединяет долото (или забойный двигатель и долото) с наземным оборудованием (вертлюгом).

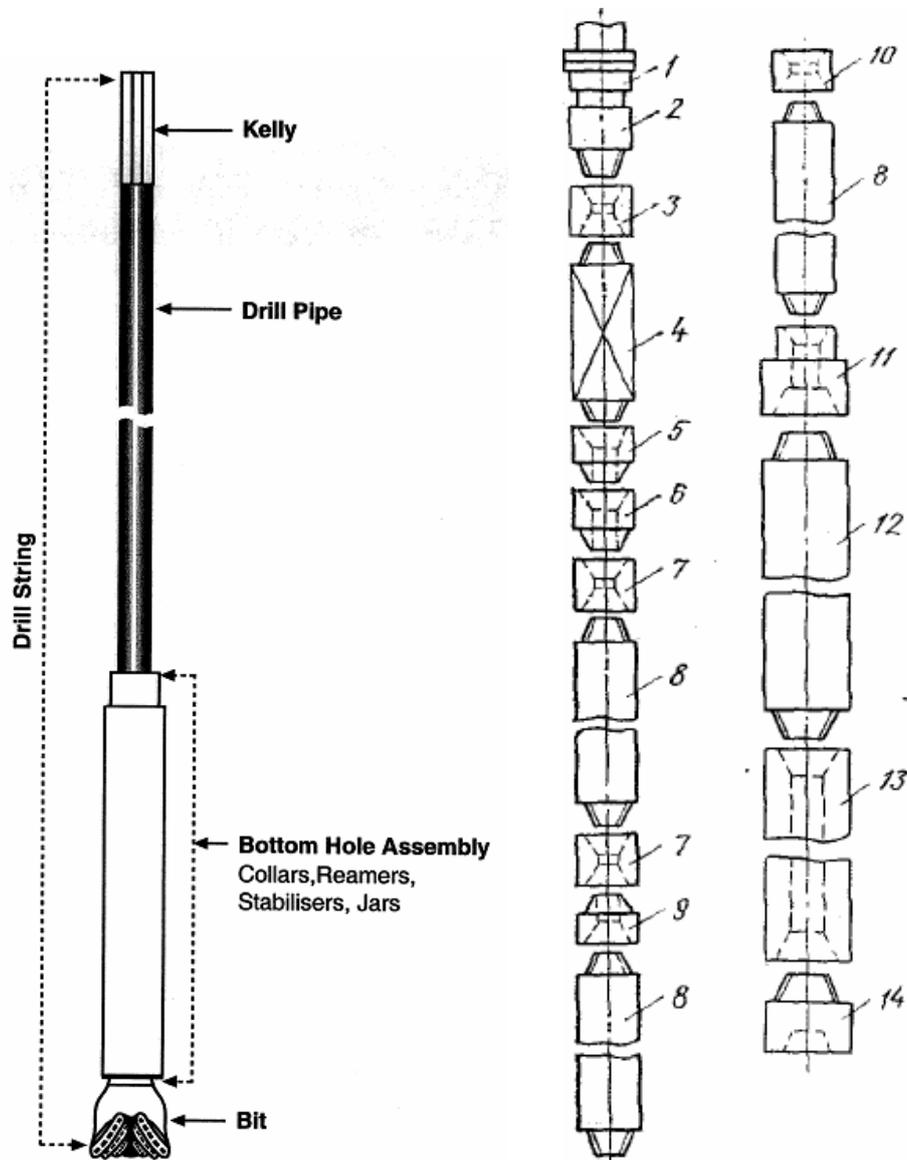


Рис. 4.13. Состав бурильной колонны

The term drillstring is used to describe the tubulars and accessories on which the drillbit is run to the bottom of the borehole.

БК предназначена для следующих целей:

- передачи вращения от ротора к долоту;
- восприятия реактивного момента забойного двигателя;
- подвода бурового раствора к ПРИ и забою скважины;
- создания нагрузки на долото;
- подъема и спуска долота;
- проведения вспомогательных работ (проработка, расширение и промывка скважины, испытание пластов, ловильные работы и т. д.).

БК состоит (рис. 4.13) из свинченных друг с другом ведущей трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 12 и 13. Верхняя часть БК, представленная ведущей трубой 4, присоединяется к вертлюгу 1 с помощью верхнего переводника ведущей трубы 3 и переводника вертлюга 2. Ведущая труба присоединяется к первой бурильной трубе 8 с помощью нижнего переводника ведущей трубы 5, предохранительного переводника 6 и муфты бурильного замка 7. Бурильные трубы 8 свинчиваются друг с другом бурильными замками, состоящими из муфты 7 бурильного замка и его ниппеля 9 или соединительными муфтами 10. УБТ 12 и 13 свинчиваются друг с другом непосредственно. Верхняя УБТ присоединяется к бурильной трубе с помощью переводника 11, а нижняя привинчивается через переводник 14 к долоту (при роторном бурении) или к забойному двигателю с долотом.

Кроме названных выше элементов в компоновку БК могут включаться калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, промежуточные опоры для УБТ, обратные клапаны, фильтры, шламометаллоуловители, амортизаторы, протекторные кольца, средства наклонно-направленного бурения, керноприемные устройства и другое специальное оборудование.

Бурильная колонна от долота до бурильных труб, соответственно: УБТ, забойный двигатель, калибраторы и т. п. называется КНБК (компоновка низа бурильной колонны) или Bottom hole Assembly (рис. 5.1).

ВЕДУЩИЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (Kelly)

Для передачи вращения БК от ротора или реактивного момента от забойного двигателя к ротору при одновременном осевом перемещении БК и передаче бурового раствора от вертлюга в БК служат ведущие бурильные трубы (ВБТ, рис. 4.14).

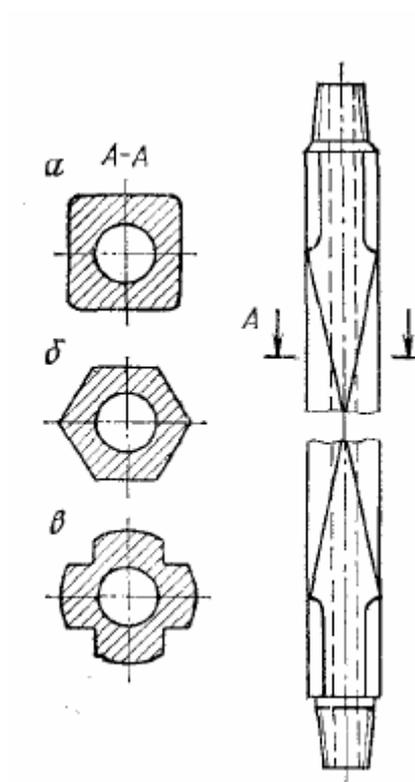


Рис. 4.14. Ведущие бурильные трубы

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют ВБТ сборной конструкции, состоящие из квадратной толстостенной штанги 2 с просверленным каналом, верхнего

штангового переводника (ПШВ) 1 с левосторонней резьбой и нижнего штангового переводника (ПШН) 3 с правосторонней резьбой.

Для защиты от износа замковой резьбы ПШН, подвергающейся многократным свинчиванием и развинчиванием при наращивании БК и спуско-подъемных работах, на ПШН дополнительно навинчивают предохранительный переводник.

По ТУ 14-3-126 предусматривается выпуск ВБТ с размерами сторон квадратной штанги 112×112, 140×140, 155×155. Размер присоединительной резьбы, соответственно, 3-117 (3-121; 3-133); 3-140 (3-147); 3-152 (3-171).

Квадратные штанги для ВБТ изготавливают длиной до 16,5 м из стали групп прочности Д и К (предел текучести 373 и 490 МПа), а переводники ПШН и ПШВ – из стали марки 40ХН (с пределом текучести 735 МПа).

СТАЛЬНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (Drillpipe)

В настоящее время в нефтегазовой промышленности широко используются стальные бурильные трубы с приваренными замками (ТБП, рис. 4.15).

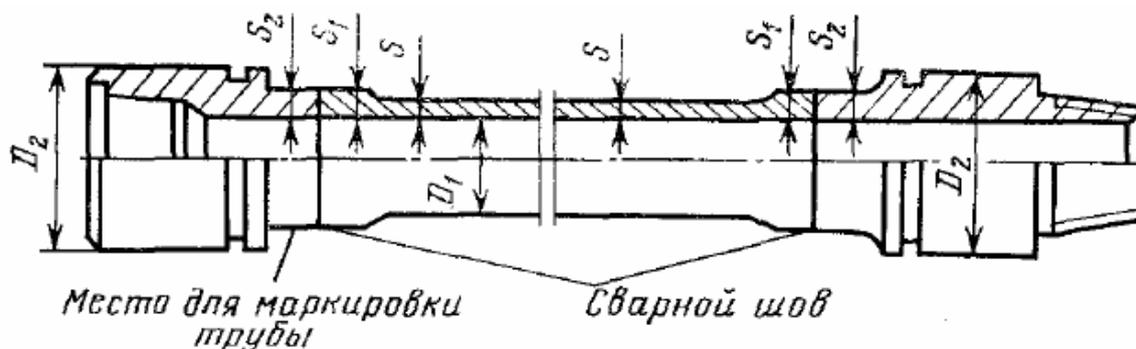


Рис. 4.15. Схема стальной бурильной трубы с приваренными замками

Один конец трубы имеет Вох – замковую муфту с внутренней резьбой. Другой конец drillpipe – высажен наружу и называется нипель – pin. Для того, чтобы обеспечить герметичное соединение, толщина стенки – внешний диаметр замкового соединения должен быть больше, чем диаметр всей трубы. Поэтому замковое соединение толще (рис. 4.16).

Таким образом, бурильная труба состоит из трубной заготовки и присоединительных концов (замковой муфты и замкового нипеля). Последние соединяются с трубной заготовкой либо посредством трубной резьбы (профиль по ГОСТ 631) и представляют собой бурильную трубу сборной конструкции, либо посредством сварки. Для свинчивания в свечи на присоединительных концах нарезается замковая резьба по ГОСТ 5286 (на нипеле наружная, на муфте внутренняя). Для увеличения прочности соединений концы трубных заготовок «высаживают», т. е. увеличивают толщину стенки.

Стальные бурильные трубы с приваренными замками предназначены преимущественно для роторного способа бурения, но также используются и при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

ТБП выпускают в соответствии с ГОСТ Р 50278 трех разновидностей:

- ПВ – с внутренней высадкой;
- ПК – с комбинированной высадкой;
- ПН – с наружной высадкой.

Изготавливают трубные заготовки из стали групп прочности Д, Е, Л, М, Р с пределом текучести, соответственно: 373, 530, 637, 735, 882 МПа длиной 12 м. Присоединительные концы – бурильные замки изготавливают по ГОСТ 27834-95 из стали 40 ХН (предел текучести 735 МПа) для труб из стали групп прочности Д, Е. Для труб из стали групп прочности Л, М, Р замки изготавливаются из стали 40ХМФА (предел текучести 980 МПа).

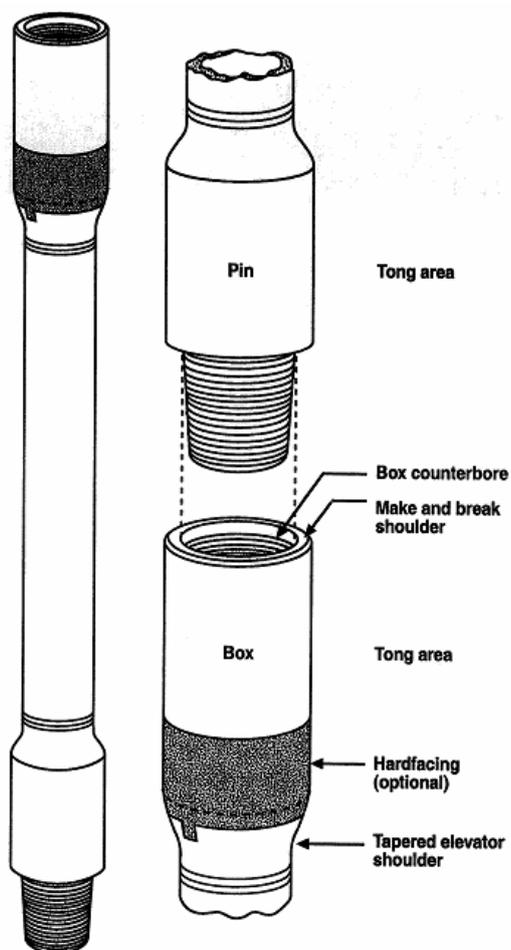


Рис. 4.16. Муфта и ниппель буровой трубы

API Range	Length (ft)
1	18-22
2	27-30
3	38-45

API Grade	Minimum Yield Stress (psi) предел текучести	Minimum Tensile Stress (psi) напряжение при растяжении	<u>Yield Stress</u> / <u>Tensile Stress</u> ratio
D	55,000	95,000	0.58
E	75,000	100,000	0.75
X	95,000	105,000	0.70
G	105,000	115,000	0.91
S	135,000	145,000	0.93

Рис. 4.17. Классификация БТ по API

Основные параметры ТБП, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- условные диаметры труб 114, 127, 140 мм («условный» – означает округленный до целого значения);

- условная толщина стенки 9, 11, 13 мм;
- типоразмеры замков ЗП-159, ЗП-162, ЗП-178 (где 159, 162, 178 – наружный диаметр бурильного замка), соответственно для труб с условным диаметром 114, 127, 140;
- присоединительная резьба, соответственно, 3-122; 3-133; 3-147;
- средневзвешенная масса одного погонного метра таких труб приблизительно равна 32 кг.

Условное обозначение трубы бурильной с комбинированной высадкой и приваренными замками условным диаметром 127 мм и условной толщиной стенки 9 мм из стали группы прочности Д: ПК-127Х9 Д ГОСТ Р 50278.

Согласно классификации API (American Petroleum Institute – Американский нефтяной институт), трубы иностранного производства также подразделяются по диапазону длин одиночных бурильных труб и по группе прочности (рис. 4.17).

Пример классификации бурильной трубы по API следующий:

5"19.5 lb/ft Grade S Range 2,

где: 5" – наружный диаметр; 19.5 lb/ft – вес погонного фута в фунтах, Grade S – группа прочности; Range 2 длина от 27 до 30 футов.

ТОЛСТОСТЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (HEAVY WALL DRILLPIPE (HWDP))

Толстостенные drillpipe имеет большую толщину стенки, чем обычные drillpipe и часто используется в начале компоновки drillpipe, где концентрация напряжения самая большая.

Концентрация напряжения из-за:

- Различия в поперечном сечении, для сохранения прочности между drillpipe и drillcollars-УБТ;
- Вращение и действие выбуренной породы под долотом могут часто приводить к вертикальным подпрыгивающим эффектом.

HWDP используется, чтобы поглотить напряжения, передаваемое от жестких УБТ относительно гибким drillpipe.

ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Легкосплавные бурильные трубы сборной конструкции (ЛБТ, рис. 4.18) по ГОСТ 23786 применяют при бурении с использованием забойных гидравлических двигателей.

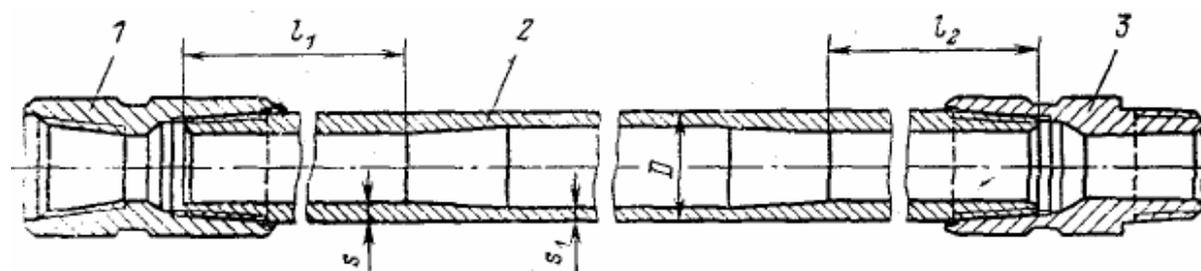


Рис. 4.18. Легкосплавные бурильные трубы сборной конструкции

Низкая плотность материала – 2,78 г/см³. (у стали 7,85 г/см³) позволяет значительно облегчить бурильную колонну без потери необходимой прочности. Для изготовления трубных заготовок ЛБТ используется дюраль Д16 (сплав из системы «Алюминий-Медь-Магний»), для повышения износостойкости упрочняемая термообработкой и получившая шифр Д16Т. Предел текучести Д16Т составляет 330 МПа. Бурильные замки для ЛБТ

изготавливают согласно ТУ 39-0147016-46 из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа) облегченной конструкции – ЗЛ.

Основные параметры ЛБТ, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- условные диаметры труб 114, 129, 147 мм;
- условная толщина стенки 9, 11, 13, 15, 17 мм;
- типоразмеры замков ЗЛ-140, ЗЛ-152, ЗЛ-172, (где 140, 152, 172, – наружный диаметр бурильного замка), соответственно для труб с условным диаметром 114, 129, 147;
- присоединительная резьба, соответственно, 3-121; 3-133; 3-147;
- средневзвешенная масса одного погонного метра таких труб приблизительно равна 16 кг.

Условное обозначение трубы бурильной из сплава Д16Т условным диаметром 147 мм и условной толщиной стенки 11 мм: Д16Т-147Х11 ГОСТ 23786.

Кроме пониженной массы у ЛБТ есть еще ряд достоинств. Во-первых, наличие гладкой внутренней поверхности, что снижает гидравлические сопротивления примерно на 20 % по сравнению со стальными бурильными трубами одинакового сечения. Чистота внутренней поверхности ЛБТ достигается прессованием при изготовлении. Во-вторых, диамагнитность, что позволяет зенитный угол и азимут скважины замерять инклинометрами, спускаемыми в бурильную колонну.

Однако ЛБТ имеют и ряд недостатков: нельзя эксплуатировать БК при температурах выше 150 градусов Цельсия, так как прочностные свойства Д16Т начинают снижаться. Недопустимо их эксплуатировать также в агрессивной (кислотной или щелочной среде).

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Для увеличения веса и жесткости БК в ее нижней части устанавливают УБТ, позволяющие при относительно небольшой длине создавать часть их веса необходимой нагрузке на долото. Таким образом, основные функции УБТ следующие:

- обеспечение достаточного веса на долото для эффективного бурения;
- удержание drillstring в напряженном состоянии, таким образом сокращая изгибающие напряжения и порывы из-за усталости;
- обеспечение жесткости в ВНА для направленного бурения.

В настоящее время наиболее широко используются следующие типы УБТ:

- горячекатаные (УБТ), изготавливаемые по ТУ 14-3-385;
- сбалансированные (УБТС), изготавливаемые по ТУ 51-744.

УБТ этих типов имеют аналогичную беззамковую (отсутствуют отдельные присоединительные концы) толстостенную конструкцию и поставляются в комплекте. Комплект УБТ имеет одну наддолотную трубу с двумя муфтовыми концами, а остальные – промежуточные (верхний конец муфтовая резьба, нижний – ниппельная). Горячекатаные УБТ выполняются гладкими по всей длине. На верхнем конце УБТС выполняется конусная проточка для лучшего захвата клиньями при спуско-подъемных работах.

Горячекатаные УБТ используются преимущественно при бурении с забойными гидравлическими двигателями. Их изготавливают из сталей группы прочности Д и К (предел текучести 373 и 490 МПа) методом прокатки, что обуславливает их недостаточную прочность, особенно в резьбовых соединениях. Кроме того, они имеют значительные допуски на кривизну, разностенность и овальность. При вращении УБТ это приводит к биению БК и значительным усталостным перегрузкам.

Основные параметры данных УБТ, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- номинальные наружные диаметры труб 146, 178, 203 мм;
- номинальный диаметр промывочного канала 74; 90, 100 мм;

- длина труб, соответственно 8,0; 12,0; 12,0 м;
- соединительная резьба, соответственно 3-121; 3-147; 3-171;
- масса одного погонного метра таких труб равна, соответственно, 97,6; 145,4; 193 кг.

Условное обозначение УБТ наружным диаметром 178 мм и диаметром промывочного канала 90 мм из стали группы прочности Д: УБТ 178x90 Д ТУ 14-3-385.

Сбалансированные УБТ (рис. 4.19) используют преимущественно при роторном способе бурения. УБТС изготавливают из сталей марки 38ХНЗМФА (предел текучести 735 МПа) и 40ХН2МА (предел текучести 637 МПа). Канал у таких труб просверлен, что обеспечивает его прямолинейность, а наружная поверхность подвергнута механической обработке, что обеспечивает равную толщину стенки и круглое сечение. Обкатка резьбы роликами и ее фосфатирование, термическая обработка концевой (0,8...1,2 м) поверхности труб значительно повышают их прочностные показатели.

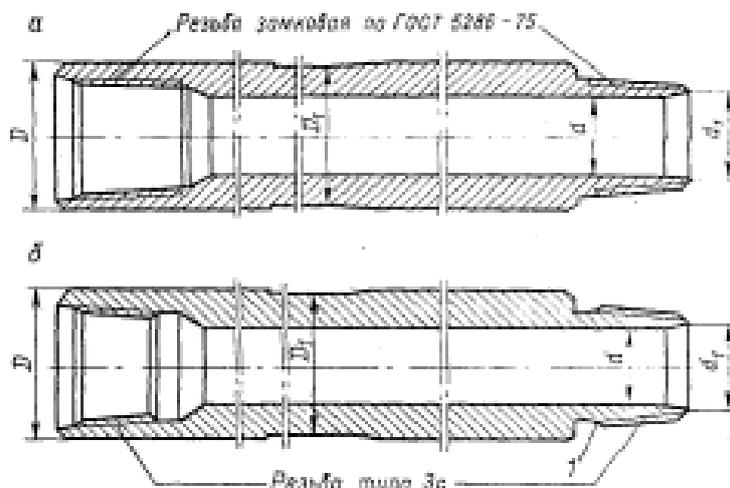


Рис. 4.9. Сбалансированные УБТ

Основные параметры УБТС, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- номинальные наружные диаметры труб 178, 203, 229 мм;
- номинальный диаметр промывочного канала 80; 80, 90 мм;
- длина труб 6,5 м;
- соединительная резьба, соответственно, 3-147; 3-161; 3-171;
- масса одного погонного метра таких труб равна, соответственно, 156; 214,6; 273,4 кг.

Условное обозначение УБТС наружным диаметром 178 мм с соединительной замковой резьбой 3-147: УБТС 2 178/ 3-147 ТУ 51-774.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТИПЫ УБТ

АНТИСТЕННЫЙ СТЕРЖЕНЬ – Anti-wall stick.

Применяется:

- в высоко пористых горных породах;
- при бурении с промывочной жидкостью высокой плотности;
- при значительном отклонении ствола скважины.



Рис. 4.20. Специальные УБТ

При этом, уменьшается область контакта УБТ со стволом скважины, спиральные канавки на УБТ сокращают поверхность ее соприкосновения со стенкой скважины (рис. 4.20).

КВАДРАТНЫЕ УБТ – Square collars.

Эти УБТ – обычно на 1/16" меньше чем размер долота и применяются, чтобы обеспечить максимальную стабилизацию (устойчивость) нижней секции компоновки.

АНТИМАГНИТНЫЕ УБТ – Monel collars.

Эти УБТ сделаны из специального немагнитного стального сплава.

Их цель – это изоляция геофизических приборов от магнитного искажения из-за стальной БК.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Переводники предназначены для соединения элементов БК с резьбами различных типов и размеров. Переводники согласно ГОСТ 7360 разделяются на три типа:

1. Переводники переходные (ПП, рис. 4.21, *а*), предназначенные для перехода от резьбы одного размера к резьбе другого. ПП имеющие замковую резьбу одного размера называются предохранительными.
2. Переводники муфтовые (ПМ, рис. 4.21, *б*) для соединения элементов БК, расположенных друг к другу ниппелями.
3. Переводники ниппельные (ПН, рис. 4.21, *в*) для соединения элементов БК, расположенных друг к другу муфтами.

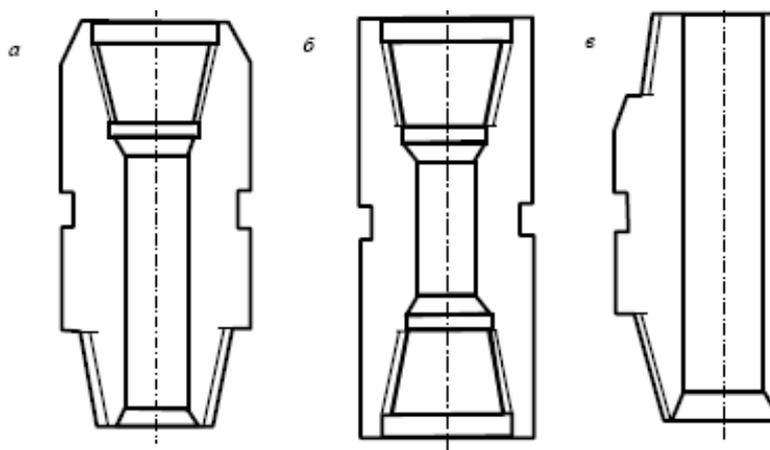


Рис. 4.21. Переводники: а) – переходные, б) – муфтовые, в) – ниппельные

Переводники каждого типа изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Резьба должна соответствовать ГОСТ 5286-75 для бурильных замков.

ГОСТ 7360 предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения.

Пример условного обозначения переводника типа ПП с резьбами муфтовой 3-147, ниппельной 3-171:

П – 147/171 ГОСТ 7360.

То же, но с левой резьбой: П – 147/171 –Л ГОСТ 7360.

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа).

Калибраторы служат для выравнивания стенок скважины и устанавливаются непосредственно над долотом. Используются как лопастные калибраторы с прямыми (К), спиральными (КС) и наклонными лопастями (СТ), так и шарошечные. Диаметры

калибратора и долота должны быть равны. Материал вооружения – твердый сплав (К, КС), алмазы (СТ), «Славутич» (КС).

Центраторы предназначены для обеспечения совмещения оси БК с осью скважины в местах их установки.

Стабилизаторы, имеющие длину в несколько раз большую по сравнению с длиной центраторов, созданы для стабилизации зенитного угла скважины (рис. 4.22).

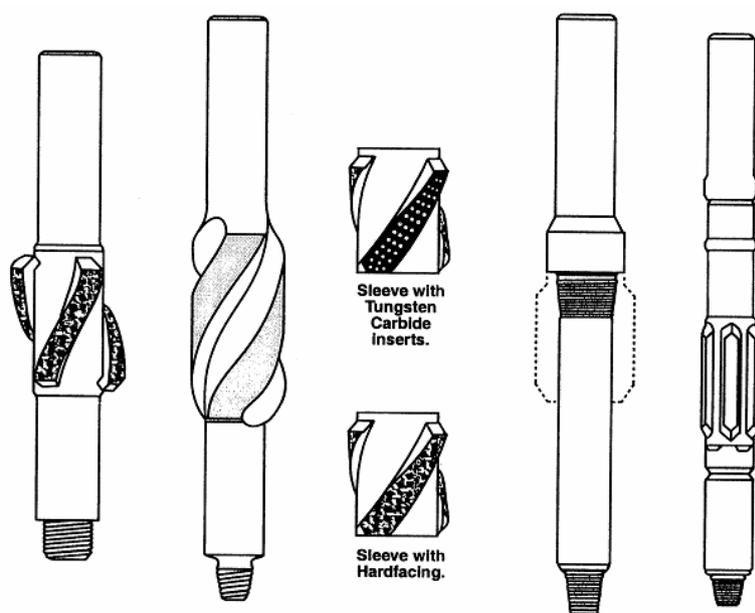


Рис. 4.22. Различные типы стабилизаторов

В вертикальных скважинах стабилизаторы применяются, чтобы:

- Уменьшить изгибающие напряжения на УБТ;
- Увеличить нагрузку на долото;
- Увеличить жизнь долота, сокращая колебания (то есть все три шарошки, загружены одинаково);
- Помощь в предотвращении прилипания к стенке скважины;
- Основной скребок, когда находитесь выше УБТ.

Обычно стабилизатор (stabiliser) имеет 3 лезвия, каждое под углом контакта 140 градусов.

Фильтр служит для очистки бурового раствора от примесей, попавших в циркуляционную систему. Устанавливается фильтр между ведущей и бурильными трубами. Основным элементом фильтра – перфорированный патрубок, в котором задерживаются примеси и при очередном подъеме БК удаляются. Применение фильтра особенно необходимо при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

Обратный клапан устанавливают в верхней части бурильной колонны для предотвращения выброса пластового флюида через полость БК.

Кольца-протекторы устанавливают на БК для защиты от износа кондуктора, технической колонны, бурильных труб и их соединительных элементов в процессе бурения и спуско-подъемных операций.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

В процессе бурения колонна подвергается различным напряжениям и иногда выходит из строя.

Основные напряжения, возникающие в бурильной колонне следующие (рис. 4.23):

- растяжение – из-за собственного веса, дополнительно из-за условий бурения в стволе скважины, при подъеме колонны из скважины;
- крутящий момент – в процессе бурения вращение передается вниз по бурильной колонне. Осложненные условия в процессе бурения могут увеличивать крутящий момент или силу кручения на каждой секции бурильной колонны;
- усталость при циклических напряжениях – в наклонных скважинах, стенка трубы подвержена сжимающим и растяжимым нагрузкам в точках изгиба скважины. Поскольку колонна вращается, каждая секция выдерживает цикл сжимающих и растягивающих нагрузок. Это может закончиться усталостью стенки трубы;
- напряжения также вызываются вибрацией, жестким трением и подпрыгиванием долота о забой скважины.

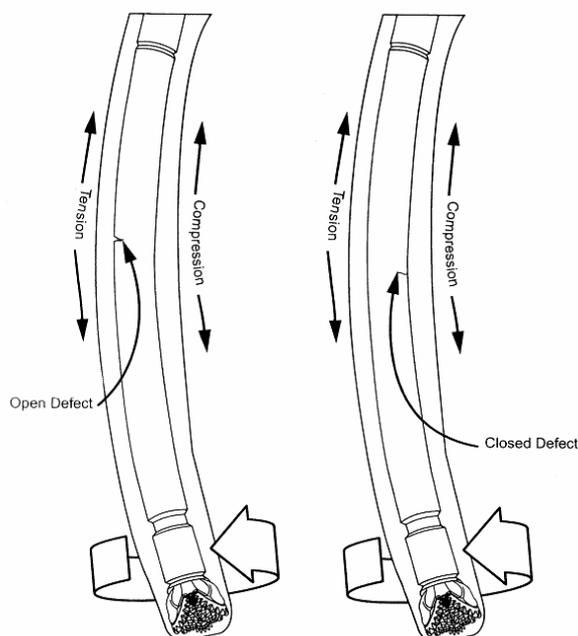


Рис. 4.23. Нагрузки на бурильную колонну

Условия работы БК при роторном способе бурения и при бурении с забойными двигателями различны.

При роторном бурении БК, передающая вращение от ротора к долоту и нагрузку на долото, испытывает действие ряда сил. Верхняя часть БК под действием сил собственного веса и перепада давления в промывочных отверстиях долота находится в растянутом, а нижняя, воспринимающая реакцию забоя в сжатом состоянии. Следовательно, в БК имеется сечение, в котором отсутствуют осевые растягивающие и сжимающие силы. Выше этого сечения действуют напряжения растяжения, возрастающие к вертлюгу, а ниже него – напряжения сжатия, увеличивающиеся к долоту.

Передаваемый БК вращающий момент приводит к возникновению в ней напряжений кручения, а вращение колонны с определенной частотой порождает центробежные силы и, следовательно, изгибающие напряжения. Первые уменьшаются от вертлюга к долоту, а вторые имеют максимальное значение в нижней части БК.

Одновременное действие на БК перечисленных выше сил осложняет условия ее работы при роторном способе бурения.

При бурении с забойными двигателями БК не вращается и испытывает в основном в растянутой и сжатой частях колонны соответственно напряжения растяжения и сжатия.

Изгибающие нагрузки, возникающие при потере сжатой частью прямолинейной формы невелики. Незначителен и реактивный момент забойного двигателя, и поэтому касательные напряжения, действующие на БК в направлении к вертлюгу, не достигают опасных значений.

Аварии при роторном бурении происходят, в основном, из-за поломок БК по причине усталостного износа резьб, сварочного шва, материала трубной части и присоединительных элементов. Аварии при бурении с забойными двигателями происходят, в основном, из-за прихватов, неподвижно лежащей на стенке скважины БК, и размыва резьбовых соединений и стенок труб.

В процессе проектирования компоновки бурильной колонны четыре основных требования должны быть выполнены:

- Внутренние нагрузки на разрушение: при расширении (burst), при сжатии (collapse) и предел прочности на разрыв (tensile strength) компонентов бурильной колонны не должны превышать технических характеристик;
- Изгибающиеся напряжения в пределах бурильной колонны должны быть минимизированы;
- *УБТ должны быть способны обеспечить полный вес, требуемый для бурения;
- КНБК должна быть стабилизирована, чтобы управлять искривлением скважины.

4.3. Забойные двигатели

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют гидравлические и электрические забойные двигатели, преобразующие соответственно гидравлическую энергию бурового раствора и электрическую энергию в механическую на выходном валу двигателя. Гидравлические забойные двигатели выпускают гидродинамического и гидростатического типов. Первые из них называют турбобурами, а вторые – винтовыми забойными двигателями. Электрические забойные двигатели получили наименование электробуров.

ТУРБОБУРЫ

Турбобур представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину, к валу которой непосредственно или через редуктор присоединяется долото.

Каждая ступень турбины состоит из диска статора и диска ротора (рис. 4.24).

В статоре, жестко соединенном с корпусом турбобура, поток бурового раствора меняет свое направление и поступает в ротор, где отдает часть своей гидравлической мощности на вращение лопаток ротора относительно оси турбины. При этом на лопатках статора создается реактивный вращающий момент, равный по величине и противоположный по направлению вращающему моменту ротора. Перетекая из ступени в ступень буровой раствор отдает часть своей гидравлической мощности каждой ступени. В результате вращающие моменты всех ступеней суммируются на валу турбобура и передаются долоту. Создаваемый при этом в статорах реактивный момент воспринимается корпусом турбобура и бурильной колонной.

Работа турбины характеризуется частотой вращения вала n , вращающим моментом на валу M , мощностью N , перепадом давления ΔP и коэффициентом полезного действия η .

Как показали стендовые испытания турбины, зависимость момента от частоты вращения ротора почти прямолинейная. Следовательно, чем больше n , тем меньше M , и наоборот.

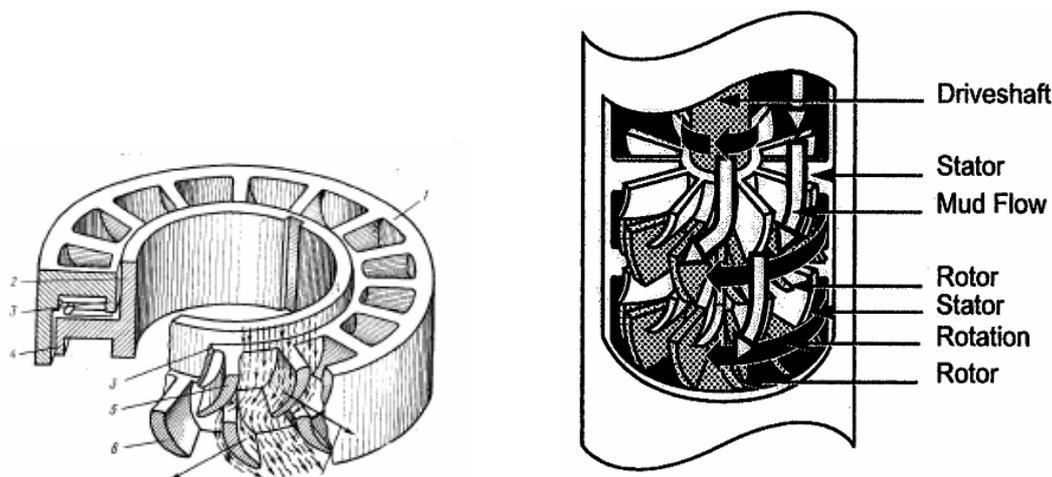


Рис. 4.24. Ступень турбобура

В этой связи различают два режима работы турбины:

- 1) тормозной, когда $n = 0$, а M достигает максимального значения;
- 2) холостой, когда n достигает максимального, а $M = 0$.

В первом случае необходимо к валу турбины приложить такую нагрузку, чтобы его вращение прекратилось, а во втором – совершенно снять нагрузку.

Максимальное значение мощности достигается при частоте вращения турбины $n = n_0$.

Режим, при котором мощность турбины достигает максимального значения называется **экстремальным**. Все технические характеристики турбобуров даются для значений экстремального режима. В этом режиме работа турбобура наиболее устойчива, так как небольшое изменение нагрузки на вал турбины не приводит к сильному изменению n и, следовательно, к возникновению вибраций, нарушающих работу турбобура.

Режим, при котором коэффициент полезного действия η турбины достигает максимального значения называется оптимальным. При работе на оптимальном режиме, т. е. при одной определенной частоте вращения ротора турбины для данного расхода бурового раствора Q , потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в турбине ΔP минимальны.

При выборе профиля лопаток турбины стремятся найти такое конструктивное решение, чтобы при работе турбины кривые максимальных значений N и η располагались близко друг к другу. Линия давления ΔP таких турбин располагается почти симметрично относительно вертикали, на которой лежит максимум мощности.

Таким образом, при постоянном расходе бурового раствора Q параметры характеристики турбины определяются частотой вращения ее ротора n , зависящей от нагрузки на вал турбины (на долото).

При изменении расхода бурового раствора Q параметры характеристики турбины изменяются совершенно по другому.

Пусть при расходе бурового раствора Q_1 и соответствующей этому значению частоте вращения ротора турбины n_1 при оптимальном режиме турбина создает мощность N_1 и вращающий момент M_1 , а перепад давления в турбине составляет ΔP_1 . Если расход бурового раствора увеличить до Q_2 , параметры характеристики турбины изменятся следующим образом:

$$\begin{aligned}
 n_1 / n_2 &= Q_1 / Q_2; \\
 N_1 / N_2 &= (Q_1 / Q_2)^3 \\
 M_1 / M_2 &= (Q_1 / Q_2)^2 \\
 \Delta P_1 / \Delta P_2 &= (Q_1 / Q_2)^2
 \end{aligned}$$

Видно, что эффективность турбины значительно зависит от расхода бурового раствора Q . Однако увеличение расхода Q ограничивается допустимым давлением в скважине.

Параметры характеристики турбины изменяются также пропорционально изменению плотности бурового раствора ρ .

$$N_1 / N_2 = M_1 / M_2 = P_1 / \Delta P_2 = \rho_1 / \rho_2.$$

Частота вращения ротора турбины n от изменения плотности ρ не зависит.

Параметры характеристики турбины изменяются также пропорционально изменению числа ступеней.

ГОСТ 26673 предусматривает изготовление бесшпиндельных (ТБ) и шпиндельных (ТШ) турбобуров.

Турбобуры ТБ применяются при бурении вертикальных и наклонных скважин малой и средней глубины без гидромониторных долот. Применение гидромониторных долот невозможно по тем причинам, что через нижнюю радиальную опору (ниппель) даже при незначительном перепаде давления протекает 10...25 % бурового раствора.

Значительное снижение потерь бурового раствора достигается в турбобурах, нижняя секция которых, названная шпинделем, укомплектована многорядной осевой опорой и радиальными опорами, а турбин не имеет.

Присоединяется секция шпиндель к одной (при бурении неглубоких скважин), двум или трём последовательно соединённым турбинным секциям.

Поток бурового раствора, пройдя турбинные секции, поступает в секцию – шпиндель, где основная его часть направляется во внутрь вала шпинделя и далее к долоту, а незначительная часть – к опорам шпинделя, смазывая трущиеся поверхности дисков пяты и подпятников, втулок средних опор и средних опор. Благодаря непроточной конструкции опор и наличию уплотнений вала, значительно уменьшены потери бурового раствора через зазор между валом шпинделя и ниппелем.

Для бурения наклонно – направленных скважин разработаны шпиндельные турбобуры – отклонители типа ТО.

Турбобур – отклонитель состоит из турбинной секции и укороченного шпинделя. Корпуса турбинной секции и шпинделя соединены кривым переводником.

Для бурения с отбором керна предназначены колонковые турбобуры типа КТД, имеющие полый вал, к которому через переводник присоединяется бурильная головка. Внутри полого вала размещается съёмный керноприёмник. Верхняя часть керноприёмника снабжена головкой с буртом для захвата его ловителем, а нижняя – кернорвателем, вмонтированным в переводник. Для выхода бурового раствора, вытесняемого из керноприёмника по мере заполнения его керном, вблизи верхней части керноприёмника имеются радиально расположенные отверстия в его стенке, а несколько ниже их – клапанный узел. Последний предотвращает попадание выбуренной породы внутрь керноприёмника, когда он не заполняется керном, и в это время клапан закрыт.

Керноприёмник подвешан на опоре, установленной между переводником к БК и распорной втулкой. Под действием гидравлического усилия, возникающего от перепада давления в турбобуре и долоте, и сил собственного веса, керноприёмник прижимается к опоре и во время работы турбобура не вращается.

ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ

Рабочим органом винтового забойного двигателя (ВЗД) является винтовая пара: статор и ротор (рис. 4.25).

Статор представляет собой металлическую трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка, имеющая 10 винтовых зубьев левого направления, обращённых к ротору.

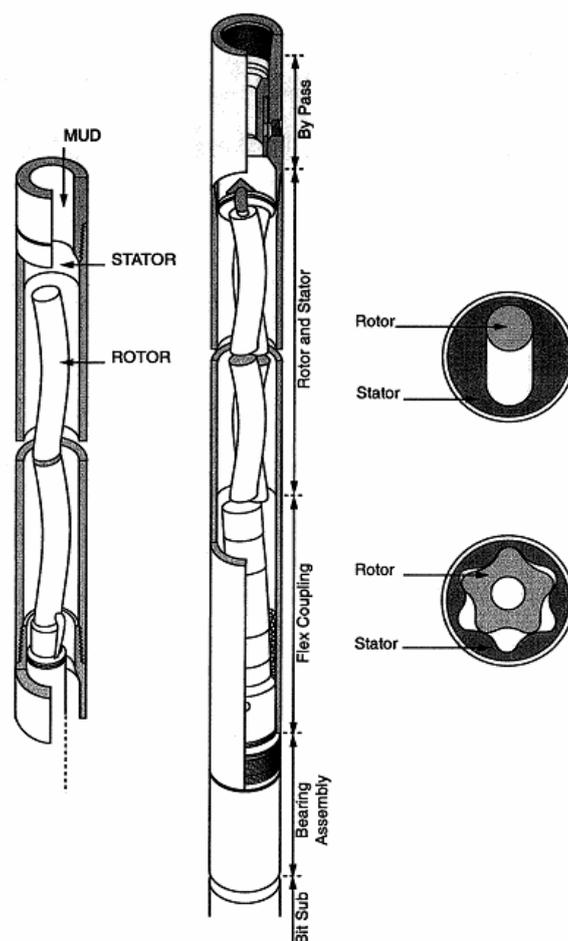


Рис. 4.25. Поперечное сечение рабочих органов винтового двигателя, 1 – статор, 2 – ротор

Ротор выполнен из высоколегированной стали с девятью винтовыми зубьями левого направления и расположен относительно оси статора эксцентрично.

Кинематическое отношение винтовой пары 9: 10 и соответствующее профилирование её зубьев обеспечивает при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора и сохранение при этом непрерывного контакта ротора и статора по всей длине. В связи с этим образуются полости высокого и низкого давления и осуществляется рабочий процесс двигателя.

Таблица 4.1

Технические характеристики гидравлических забойных двигателей

	ТБ-172 (турбобур)	ТБ-195 (турбобур)	ТШ-195М1 (турбобур)	ТШ-240 (турбобур)	Д1-195 (ВЗД)
Расход рабочей жидкости, л/с	25...28	45...50	24...30	32...34	25...35
Перепад давления, МПа	2,85...3,5	2,9...3,6	6,5...10	5,5...6,2	3,9...4,9
Частота вращения вала, об/с	10,5...11,7	9,7...10,8	9,3...11,7	7,4...7,8	1,33...1,83
Крутящий момент, Н*м	559...687	714...882	1961...1060	2648...2991	3138...3726
Присоединительная резьба долото/БК	3-117/147	3-117/147	3-152/171	3-152/171	3-117/147
Диаметр, мм	172	195	195	240	195
Длина, мм	7940	8060	25870	23225	7700
Масса, кг	1057	1440	4745	5975	1350

Вращающий момент от ротора передаётся с помощью двухшарнирного соединения на вал шпинделя, укомплектованного многорядной осевой шаровой опорой и радиальными резино – металлическими опорами. К валу шпинделя присоединяется долото. Уплотнение вала достигается с помощью торцевых сальников.

ВЗД изготавливают согласно ТУ 39-1230.

Типичная характеристика ВЗД при постоянном расходе бурового раствора следующая. По мере роста момента M перепад давления в двигателе P увеличивается почти линейно, а частота вращения вала двигателя снижается вначале незначительно, а при торможении – резко. Зависимости изменения мощности двигателя и К.П.Д. от момента M имеют максимумы. Когда двигатель работает с максимальным, режим называют оптимальным, а с максимальной мощностью – экстремальным. Увеличение нагрузки на долото после достижения экстремального режима работы двигателя приводит к торможению вала двигателя и к резкому ухудшению его характеристики.

Неэффективны и нагрузки на долото, при которых момент, развиваемый двигателем, меньше момента, обеспечивающего оптимальный режим его работы.

Характер изменения от момента M при любом расходе бурового раствора остаётся примерно одинаковым.

5. РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ

Эффективность бурения зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото, частоты вращения долота, расхода бурового раствора и параметров качества бурового раствора, типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород.

Выделяют параметры режима бурения, которые можно изменять с пульта бурового станка в процессе работы долота на забое, и факторы, установленные на стадии проектирования строительства скважины, отдельные из которых нельзя оперативно изменять. Первые называются управляемыми. Определённое сочетание их, при котором осуществляется механическое бурение скважины, называется режимом бурения.

Режим бурения, обеспечивающий получение наилучших показателей при данных условиях бурения, называется оптимальным. Иногда в процессе бурения приходится решать и специальные задачи – проводка скважины через поглощающие пласты, обеспечение минимального искривления скважины, максимального выхода керна, качественного вскрытия продуктивных пластов. Режимы бурения, при которых решаются такие задачи, называются специальными. Каждый параметр режима бурения влияет на эффективность разрушения горных пород, причём влияние одного параметра зависит от уровня другого, то есть наблюдается взаимовлияние факторов.

Выделяют следующие основные показатели эффективности бурения нефтяных и газовых скважин: проходка на долото, механическая и рейсовая скорости бурения.

Проходка на долото H_d (м) очень важный показатель, определяющий расход долот на бурение скважины и потребность в них по площади и УБР в целом, число СПО, изнашивание подъемного оборудования, трудоемкость бурения, возможность некоторых осложнений. Проходка на долото в большей мере зависит от абразивности пород, стойкости долот, правильности их подбора, режимов бурения и критериев отработки долот.

Механическая скорость (V_m) определяется из выражения:

$$V_m = H_d / T_m, \quad (5.1)$$

где H_d – проходка на долото, м; T_m – продолжительность механического разрушения горных пород на забое или время проходки интервалов, ч.

Таким образом, V_m – средняя скорость углубления забоя. Она может быть определена по отдельному долоту, отдельному интервалу, всей скважине L_c , по УБР и т. д.:

$$V_m = L_c / T_m. \quad (5.2)$$

Выделяют текущую (мгновенную) механическую скорость:

$$V_m = dh / dt. \quad (5.3)$$

При известных свойствах горных пород механическая скорость характеризует эффективность разрушения их, правильность подбора и отработки долот, способа бурения и режимных параметров, величину подведенной на забой мощности и ее использование. Если в одинаковых породах и интервалах одной скважины скорость ниже, чем в другой, надо улучшать режим. Изменение текущей механической скорости связано с изнашиванием долота, чередованием пород по твердости, изменением режимных параметров в процессе отработки долота, свидетельствует о целесообразности подъема долота.

Рейсовая скорость находится из выражения:

$$V_p = H_d / (T_m + T_{cn}), \quad (5.4)$$

где Hd – проходка на долото, м; T_m – продолжительность работы долота на забое, ч; T_{cn} – продолжительность спуска и подъема долота, наращивания инструмента, ч.

Рейсовая скорость определяет темп углубления скважины, она показывает, что темп проходки ствола зависит не только от отработки долота, но и от объема и скорости выполнения СПО. Если долго работать изношенным долотом или поднимать долото преждевременно, то V_p снижается. Долото, поднятое при достижении максимума рейсовой скорости, обеспечивает наиболее быструю проходку ствола.

Средняя рейсовая скорость по скважине выражается:

$$V_p = Lc / (T_m + T_{cn}) \quad (5.5)$$

5.1. Влияние режимных параметров на показатели бурения

ВЛИЯНИЕ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ

Разрушение горной породы на забое механическим способом невозможно без создания осевой нагрузки на долото. На рис. 5.1 показана зависимость механической скорости бурения V_m от осевой нагрузки G на трёхшарошечное долото при проходке мягких (кривая 1), средней твёрдости (кривая 2), твёрдых (кривая 3) и крепких (кривая 4) пород при неизменной низкой (до 60 об/мин) частоте вращения и достаточной промывке за короткий промежуток времени, когда изнашиванием долота можно пренебречь.

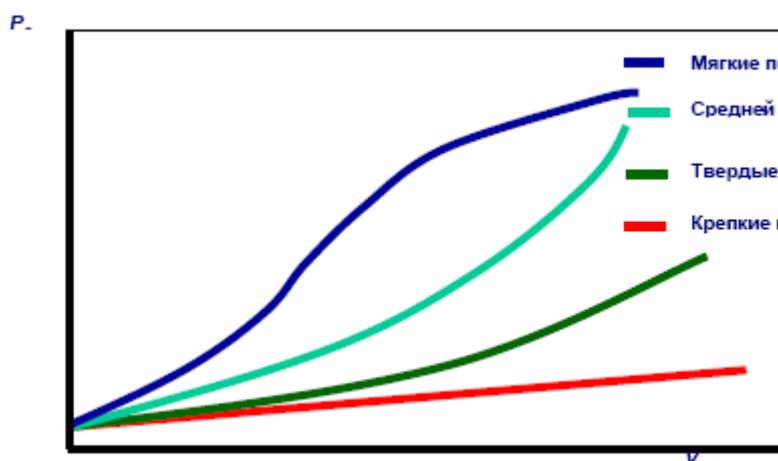


Рис. 5.1. Влияние осевой нагрузки на механическую скорость бурения

Как видно из рисунка, механическая скорость непрерывно возрастает с увеличением осевой нагрузки, но темп её роста для мягких пород более быстрый, так как больше глубина погружения зубьев при одинаковой нагрузке. На стенде, и в промышленных условиях наблюдается изменение темпа роста V_m от G при переходе от разрушения пород истиранием при небольшой осевой нагрузке к разрушению пород в усталостной и объёмной областях при больших нагрузках.

Если скорость вращения долота неизменна и обеспечивается достаточная чистота забоя, величина углубления за один оборот δ_u возрастает с увеличением удельной осевой нагрузки $P_{уд}$ так, как это показано на рис. 5.2 (кривая $OABC$). При весьма малой нагрузке напряжение на площадке контакта зуба шарошки с породой меньше предела усталости последней; поэтому при вдавливании происходит лишь упругая деформация породы (участок OA). Разрушение же породы в этой зоне, которую обычно называют областью поверхностного разрушения, может происходить путём истирания и, возможно, микроскалывания шероховатостей поверхности при проскальзывании зубка.

Если нагрузка более высокая (участок AB), то давление на площадки контакта зубка с забоем превышает предел усталости, но меньше предела прочности породы.

Поэтому при первом ударе зубка по данной площадке происходит деформация породы, возможно, образуются начальные микротрещины, но разрушения ещё не происходит. При повторных ударах зубков по той же площадке начальные микротрещины развиваются вглубь до тех пор, пока при очередном ударе не произойдёт выкол.

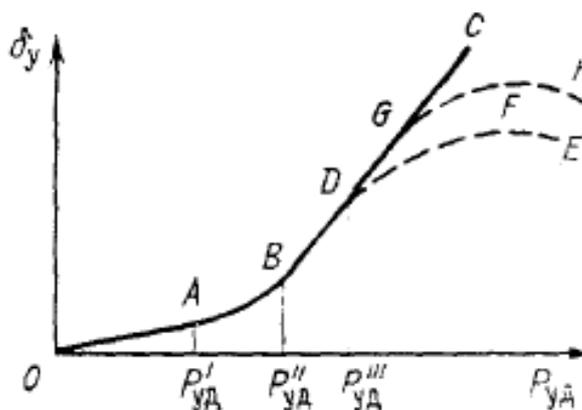


Рис. 5.2. Влияние удельной осевой нагрузки на углубление за один оборот долота

Чем больше действующая на зубок сила, тем меньше ударов требуется для разрушения. Эту зону называют областью объёмно – усталостного разрушения.

При более высоких нагрузках разрушение породы происходит при каждом ударе зубка. Поэтому участок правее точки *B* называют областью эффективного объёмного разрушения породы.

В области *OA* углубление за один оборот δ_y мало и возрастает очень медленно, пропорционально удельной нагрузке на долото $P_{уд}$. Под удельной нагрузкой понимают отношение нагрузки на долото *G* к его диаметру. В области усталостного разрушения углубление растёт быстрее увеличения удельной нагрузки и зависимость между ними имеет степенной характер. В области эффективного объёмного разрушения породы углубление за один оборот быстро возрастает – примерно пропорционально удельной нагрузке (или несколько быстрее), если обеспечена достаточная очистка забоя.

Характер зависимости между углублением за один оборот долота δ_y и удельной нагрузкой $P_{уд}$ существенно изменяется, как только очистка забоя становится недостаточной и на нём скапливаются ранее сколотые частицы, которые не успели переместиться в наддолотную зону. Такие частицы дополнительно измельчаются при новых ударах зубков шарошек по забою. Поэтому с ухудшением очистки забоя прирост углубления за один оборот долота с увеличением удельной нагрузки будет уменьшаться.

Так, согласно кривой *OABDE*, полученной при бурении с секундным расходом промывочной жидкости Q_1 , углубление за 1 оборот быстро возрастает, до тех пор, пока удельная нагрузка не превышает $P_{уд}^{III}$. При нагрузках выше $P_{уд}^{III}$ прирост углубления сначала замедляется, а затем (правее точки *F*) углубление за один оборот уменьшается из-за ухудшения очистки забоя. В случае же увеличения секундного расхода до Q_2 влияние ухудшения очистки забоя становится заметным при более высокой удельной нагрузке (правее точки *G* на кривой *ABGH*).

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА

С изменением частоты вращения долота меняется число поражений забоя зубками шарошечного долота.

При малой частоте вращения долота промежуток времени, в течение которого остаётся раскрытой трещина в породе, образующаяся при вдавливании зубка, достаточно для того, чтобы в эту трещину проник фильтрат бурового раствора (или сам рас-

твор). Давления на частицу сверху и снизу практически сравниваются и трещина не может сомкнуться после отрыва зубка от породы. В этом случае отрыв сколотой частицы от забоя и её удаление облегчаются. При увеличении же частоты вращения уменьшается промежуток времени, в течение которого трещина раскрыта, и фильтрат может заполнять её. Если же этот промежуток станет весьма малым, фильтрат в трещину не успеет проникнуть, трещина после отрыва зубка шарошки от породы сомкнётся, а прижимающая сила и фильтрационная корка будут удерживать частицу, препятствовать её удалению с забоя. Поэтому на забое сохранятся слой сколотых, но не удалённых частиц, которые будут повторно размалываться зубцами долота.

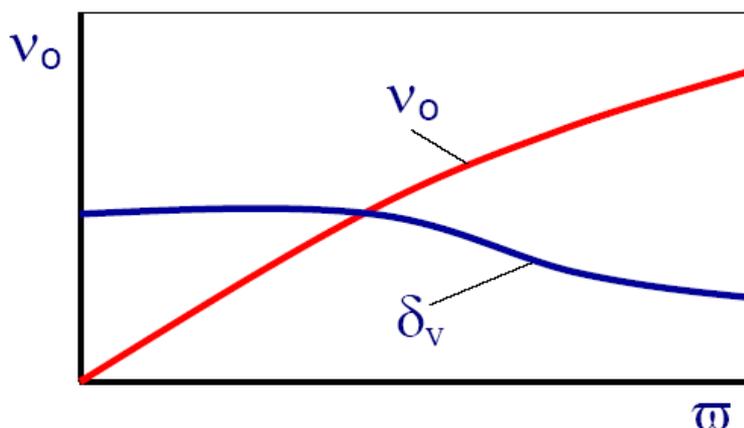


Рис. 5.3. Влияние угловой скорости шарошечного долота на начальную механическую скорость бурения и углубление за один оборот долота

Поскольку из-за неполноты очистки забоя величина углубления за один оборот долота δ_v с увеличением частоты вращения (угловой скорости ω) уменьшается, то механическая скорость V_{0m} будет возрастать пропорционально частоте вращения долота в степени меньшей единицы (рис. 5.3).

ВЛИЯНИЕ РАСХОДА БУРОВОГО РАСТВОРА

Непрерывная циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечивать чистоту ствола скважины и забоя, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы, предупреждать осложнения. Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения показано на рис. 5.4. Как видно из рисунка, при неизменной осевой нагрузке и частоте вращения долота с увеличением секундного расхода бурового раствора улучшается очистка забоя и возрастает механическая скорость проходки. Однако увеличение секундного расхода раствора эффективно лишь пока он не достигнет некоторой величины Q_d , при Q_{max} механическая скорость проходки стабилизируется. Величина Q_d зависит от конструкции долота, схемы очистки забоя, удельной осевой нагрузки, частоты вращения, твёрдости породы и свойств бурового раствора.

При дальнейшем возрастании расхода начнёт преобладать повышение потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве, общее давление на забой начнёт расти и механическая скорость будет снижаться.

ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

На механическую скорость бурения влияют плотность, вязкость, фильтрация, содержание песка и ряд других параметров бурового раствора. Наиболее существенно оказывает влияние плотность бурового раствора. Это влияние объясняется в основном повышением гидростатического давления на забой и ростом перепада давления между

скважиной и разбуриваемым пластом, в результате чего ухудшаются условия образования трещин, выкальываемые частицы прижимаются к массиву. Поэтому наиболее значительно влияние ρ в области объёмного разрушения породы, а при бурении в области поверхностного разрушения и истирания оно незначительно.

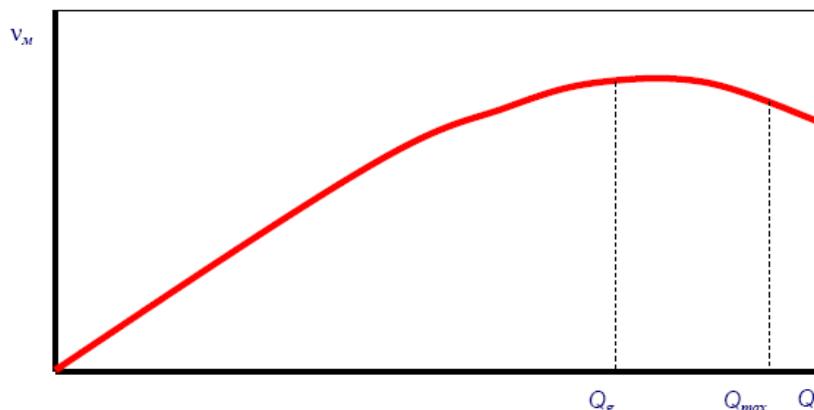


Рис. 5.4. Влияние расхода бурового раствора на механическую скорость бурения

С понижением плотности в большей мере проявляется эффект неравномерного всестороннего сжатия, облегчающего разрушение пород.

Чем выше проницаемость пород и больше водоотдача (фильтрация), меньше вязкость фильтрата, ниже частота вращения, больше продолжительность контакта, тем слабее влияние плотности раствора, поскольку давление на забое и на глубине выкола успевает выровняться.

5.2. Особенности режимов вращательного бурения

Увеличение осевой нагрузки и частоты вращения, повышение плотности, вязкости и концентрации твёрдых частиц, снижение расхода ниже Q_d , а также теплоёмкости, теплопроводности и смазывающих свойств буровых растворов, неравномерная (рывками) подача долота, продольные и поперечные колебания низа бурильной колонны, высокая температура на забое – всё это сокращает производительное время пребывания долота на забое. Однако конечная цель – не увеличение продолжительности пребывания долота на забое, а получение большей проходки на долото за возможно более короткое время. Поэтому если изменение какого-то параметра обуславливает сокращение продолжительности работы долота на забое, но одновременно увеличивается механическая скорость и повышается проходка на долото, то оно целесообразно.

Так как параметры режима бурения взаимосвязаны, то наибольшая эффективность бурения достигается лишь при оптимальном сочетании этих параметров, зависящем от физико-механических свойств породы, конструкции долота, глубины залегания разбуриваемой породы и других факторов. Увеличение одного из параметров режима, например, осевой нагрузки, способствует повышению эффективности бурения лишь до тех пор, пока он не достигнет оптимального значения при данном сочетании других параметров. Увеличение рассматриваемого параметра выше этого оптимального значения может способствовать дальнейшему повышению эффективности бурения только в том случае, если одновременно будут изменены все или некоторые другие параметры (например, увеличен расход промывочной жидкости, уменьшена частота вращения).

Изменённому сочетанию других параметров режима соответствует новое оптимальное значение рассматриваемого. Изменение параметров режима возможно лишь в определённых пределах, которые зависят от прочности долота, особенностей способа бурения, технических параметров буровой установки и ряда других факторов.

Регулировать расход бурового раствора можно тремя способами: заменой втулок одного диаметра в цилиндрах бурового насоса на втулки другого диаметра, изменением числа одновременно параллельно работающих буровых насосов, изменением числа двойных ходов поршней в насосе. При первых двух способах расход раствора можно изменять только ступенчато, при третьем возможно также плавное изменение. Второй из названных выше способов применяют, как правило, в случае изменения диаметра долота: при бурении верхнего участка скважины долотами большого диаметра используют два одновременно работающих насоса. При переходе к бурению следующего участка долотами меньшего диаметра один из насосов часто отключают. Менять втулки можно только в неработающем насосе. Поэтому в большинстве случаев расход жидкости в период работы долота на забое остаётся практически неизменным. Если продолжительность рейса велика (несколько десятков часов), расход к концу рейса может несколько уменьшиться вследствие возрастания утечек в насосе, обусловленного износом поршней.

Гидравлическую мощность на забое можно регулировать изменением либо расхода бурового раствора, либо диаметра гидромониторных насадок в долоте, либо числа таких насадок. Очевидно, диаметр насадок можно изменить только при подготовке нового долота к спуску в скважину. Число же работающих насадок можно уменьшить так же в период работы долота на забое, если в поток жидкости в бурильных трубах сбросить шар соответствующего диаметра, он перекроет входное отверстие в одной из насадок и выключит её из работы. При этом скорости струй и перепад давлений в оставшихся работающих насадках возрастут, и соответственно увеличится гидравлическая мощность на забое. Такой способ регулирования гидравлической мощности на забое можно использовать тогда, когда рабочее давление в насосах меньше предельно допустимого при данном диаметре втулок в них.

6. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

При бурении вращательным способом в скважине постоянно циркулирует поток жидкости, которая ранее рассматривалась только как средство для удаления продуктов разрушения (шлама). В настоящее время она воспринимается, как один из главных факторов обеспечивающих эффективность всего процесса бурения.

При проведении буровых работ циркулирующую в скважине жидкость принято называть – **буровым раствором** или **промывочной жидкостью** (*Drilling mud, drilling fluid*).

Буровой раствор кроме удаления шлама должен выполнять другие, в равной степени важные функции, направленные на **эффективное, экономичное, и безопасное** выполнение и завершение процесса бурения. По этой причине, состав буровых растворов и оценка его свойств становился темой большого объема научно-практических исследований и анализа.

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин, а как следствие, и увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород. В этой связи буровой раствор должен иметь состав и свойства, которые обеспечивали бы возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

Function and Properties of a Drilling Fluid.

- Удалять продукты разрушения из ствола скважины;
- Предотвращать течение пластовых жидкостей в ствол скважины;
- Поддерживать стабильность ствола скважины;
- Охлаждать и смазывать долото;
- Передавать гидравлическую силу к долоту.

Буровой раствор должна быть отобрана так, чтобы физические и химические свойства жидкости позволили этим функциям быть выполненными и минимизировано:

- Воздействие на окружающую среду;
- Стоимость жидкости;
- Воздействие жидкости на продуктивный пласт.

Требования к буровому раствору:

- Доставлять продукты разрушения к поверхности при циркуляции;
- Удерживать продукты разрушения при остановке циркуляции;
- Позволять удалять продукты разрушения из промывочной жидкости на поверхности.

6.1. Условия бурения с применением буровых промывочных жидкостей

В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов. Большая роль здесь принадлежит процессу промывки и промывочному агенту. Основная задача промывки – обеспечение эффективного процесса бурения скважин, она включает в себя сохранение, как устойчивости стенок скважин, так и керна.

В условиях, когда нарушена целостность породы, большую роль играет горное давление. В пристволенной части скважины оно проявляется как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Боковое давление является следствием вертикального и вызывает касательные напряжения, способствующие выпучиванию пород, сужению

ствола и обвалообразованию. Величина касательных напряжений зависит не только от горного давления, но и от давления промывочной жидкости.

В бурении горное давление всегда превышает гидростатическое столба промывочной жидкости в скважине и способствует разрушению стенок скважины, если прочность самой породы недостаточна или значительно ослаблена в результате воздействия промывочной жидкости. Наиболее интенсивна деформация породы непосредственно у стенок скважины, где боковое давление не уравнивается гидростатическим и силами сцепления горной породы. Характер изменения сил сцепления в породе обусловлен геолого-минералогическими особенностями горной породы и ее взаимодействием с промывочной жидкостью, главным образом физико-химическим.

Физико-химическое воздействие жидкости на горную породу проявляется в трех основных формах:

- 1) активное воздействие, основанное на процессах гидратации, диссоциации, ионообмена и химических превращений;
- 2) адсорбционное воздействие;
- 3) осмотическое воздействие.

Основное отрицательное влияние промывочной жидкости на прочность горных пород сводится к физико-химическим изменениям в структуре пород под действием фильтра. Действие фильтра сопровождается диспергацией глинистой составляющей породы, набуханием, капиллярным и динамическим расклиниванием. На контакте промывочной жидкости со стенками скважины происходит химическое растворение, выщелачивание, гидромеханическое разрушение породы. Процесс усиливается механическим воздействием бурильной колонны на стенки скважин.

Характер и скорость ослабления связей между частицами горных пород при бурении с промывкой во многом зависят от наличия естественных нарушений сплошности породы (пористости, трещиноватости). С одной стороны, они сами являются источником уменьшения механической прочности породы и способствуют ее смачиванию. В местах нарушения движется фильтрат и возникают капиллярные силы. С другой стороны, наличие нарушений является условием образования фильтрационной корки из частиц твердой фазы промывочного агента, способствующей повышению устойчивости породы.

Важный фактор устойчивости горной породы – ее естественная влажность. Даже при незначительном увлажнении пород глубина их устойчивого залегания резко уменьшается.

При полном водонасыщении прочность, например плотных глин и глинистых сланцев, снижается в 2–10 раз. Большое значение для устойчивости стенок скважин имеет и физико-химический состав жидкостей, насыщающих породу.

Пластовая жидкость оказывает химическое воздействие на горную породу, усиливающееся при вскрытии пласта, она же является предпосылкой диффузии и осмоса. Если в скважине промывочная жидкость будет более минерализованной, чем пластовая вода, то процесс осмоса не повлияет на целостность породы, так как не произойдет обновления среды и увеличения количества жидкости в порах породы.

Скорость отделения частиц породы в процессе разрушения стенок скважин зависит от величины давления столба промывочной жидкости, а также гидромеханического воздействия жидкости в процессе циркуляции. Однако существенное положительное воздействие давления столба промывочной жидкости на обваливающиеся породы будет только при предельно ограниченном поступлении фильтра в пласт" или ее физико-химическом упрочняющем действии на породу. В пластичных (ползучих) породах рост противодавления промывочной жидкости существенно затрудняет развитие сужений ствола в основном вследствие физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с породами, слагающими стенки скважин.

Выделяются следующие виды нарушений целостности стенок скважин в результате взаимодействия промывочной жидкости с горными породами: обвалы (осыпи); набухание; пластичное течение (ползучесть); химическое растворение; размыв.

Устойчивость горных пород во многом связана с обеспечением непрерывной циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения при наличии в геологическом разрезе проницаемых горных пород. Чаще всего в практике разведочного колонкового бурения такие проницаемые зоны представлены водоносными пластами. В зависимости от пластового давления и применяемого промывочного агента могут происходить поглощение промывочной жидкости, водопроявление, неустойчивая циркуляция.

Поглощение промывочной жидкости удорожает, а подчас делает невозможным бурение скважины. Водопроявление ухудшает качество промывочной жидкости в процессе циркуляции, приводит к дополнительному экологическому загрязнению. Неустойчивая циркуляция осложняет технологию бурения, поддержание качества жидкости, ее регулирование.

Поглощения делятся на частичные и полные. Проницаемые зоны классифицируются по величине коэффициента, характеризующего проницаемость зоны в процессе бурения. Проницаемые зоны, представленные неустойчивыми, тонкотрещиноватыми или пористыми породами, изолируются частицами твёрдой фазы промывочной жидкости в процессе бурения скважин. Потеря промывочного агента здесь сводится к объему, отфильтровавшемуся в процессе формирования корки.

Однако если бурение скважины ведется на жидкое или газообразное полезное ископаемое, то ставится задача сохранения проницаемости пласта и роль промывочного агента усложняется.

Соотношение давлений столба промывочной жидкости и пластового (порового) определяет величину дифференциального давления в скважине, которое играет важную роль не только в сохранении стенок скважины, но и в процессе разрушения породы на забое и прихватах бурового инструмента.

6.2. Способы промывки

При бурении скважин промывочная жидкость должна циркулировать по замкнутому гидравлическому контуру. В зависимости от вида гидравлического контура все существующие системы промывки делятся на две группы:

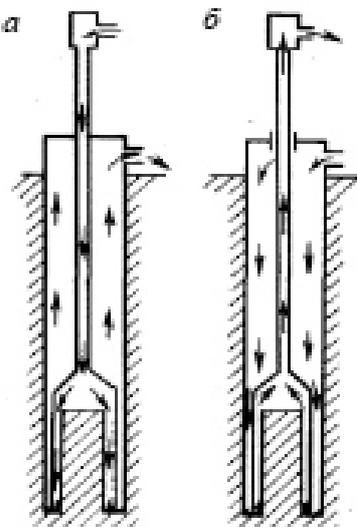


Рис. 6.1. Схема промывки с выходом бурового раствора на поверхность:

а – прямая промывка, б – обратная промывка

- 1) системы промывок с выходом раствора на поверхность;
- 2) системы промывок с внутрискважинной циркуляцией.

В зависимости от направления движения промывочной жидкости по отношению к буровому инструменту промывка с выходом ее на поверхность осуществляется по одной из приведенных на рис. 6.1 схем.

Комбинированная система промывки по технологии исполнения подразделяется на периодическую (последовательную) и совмещенную (параллельную). Оба варианта могут быть реализованы как по прямой, так и по обратной схеме. При использовании периодической промывки направление потока бурового раствора меняется с прямой промывки на обратную и наоборот. Направление движения раствора, подаваемого к забою скважины, изменяется на поверхности при соответствующей обвязке насоса и устья скважины.

6.3. ФУНКЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Удаление продуктов разрушения из скважины

Вся выбуренная порода должна эффективно удаляться с забоя и из ствола во избежание переизмельчения шлама и дополнительного износа породоразрушающего инструмента и бурильных труб. Качество очистки забоя зависит от степени турбулизации жидкости в призабойной зоне. Чем она выше, тем лучше и быстрее очищается забой скважины от выбуренной породы. На характер течения жидкости в призабойной зоне скважины существенно влияет частота вращения бурового снаряда, а также конструкция и расположение промывочных окон в породоразрушающем инструменте.

Способность бурового раствора, удалять шлам из скважины в отстойник зависит частично от характеристик раствора и частично от скорости циркуляции в кольцевом пространстве между бурильной трубой и стенкой скважины. Когда мощности бурового насоса недостаточно для обеспечения необходимой скорости восходящего потока бурового раствора для эффективного удаления шлама, можно увеличить вязкость раствора, особенно, предел текучести. Однако это приводит к ухудшению условий очистки раствора и росту гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе скважины.

Охлаждение породоразрушающего инструмента и бурильных труб

В процессе бурения происходит нагрев породоразрушающего инструмента за счет совершаемой на забое механической работы. Буровой раствор, омывая породоразрушающий инструмент, в результате конвекционного обмена отводит тепло. Эффективность охлаждения зависит от расхода бурового раствора, его теплофизических свойств и начальной температуры, а также от размеров и конструктивных особенностей породоразрушающего инструмента.

Буровой раствор также охлаждает бурильные трубы, нагревающиеся вследствие трения о стенки скважины.

Буровые растворы обладают относительно высокой теплоемкостью, поэтому функция охлаждения выполняется даже при небольших их расходах.

Удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии

Удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии в промывочной жидкости, находящейся в скважине необходимо для предотвращения прихватов бурильного инструмента при прекращении циркуляции. Для выполнения этой функции буровой раствор должен обладать тиксотропными свойствами, то есть способностью превращаться при отсутствии движения из золя в гель с образованием структуры, обладающей определенной устойчивостью. Устойчивость структуры оценивается величиной статического напряжения сдвига.

Облегчение процесса разрушения горных пород на забое

Активное воздействие бурового раствора на забой обусловлено, главным образом, за счет кинетической энергии потока на выходе из бурового снаряда.

Эффект гидродинамического воздействия усиливается путем подбора площади сечения и мест расположения каналов, через которые жидкость выходит на забой скважины. Эта функция промывочной жидкости наиболее эффективна в породах рыхлого комплекса.

Кроме того, облегчение процесса разрушения горных пород на забое может быть осуществлено за счет понижения их твердости. Сущность процесса понижения твердости горных пород заключается в следующем, горные породы не однородны по прочности, имеют более слабые места в кристаллической решетке, а также микротрещины, пронизывающие кристаллы и расположенные по их границам.

Жидкость как внешняя среда активно участвует в процессе механического разрушения горных пород, проникая в глубину деформируемого тела – в зону предразрушения, представляющую собой деформированные слои с повышенной трещиноватостью. Активность жидкости может быть значительно повышена небольшими добавками к ней специальных веществ, получивших название ***понижителей твердости***.

Воздействие этих веществ на процесс разрушения горных пород основано на усилении физико-химического взаимодействия дисперсионной среды с развивающимися в процессе механического разрушения новыми поверхностями горной породы. Дисперсионная среда бурового раствора с добавленными понижателями твердости, проникая в зону предразрушения и распределяясь по микротрещинам, образует на поверхностях горных пород адсорбционные пленки (сольватные слои). Эти пленки производят расклинивающее действие в зонах, расположенных вблизи поверхности обнажаемых горных пород, вследствие чего создаются лучшие условия их разрушения. Чем сильнее при этом связь смачивающей жидкости с поверхностью тела, тем сильнее расклинивающее действие адсорбционно-сольватных слоев.

Наблюдения показали, что при бурении с добавкой в буровой раствор понижателей твердости зоны предразрушения горных пород становятся более развитыми, зародышевые щели распространяются значительно глубже и количество их увеличивается по сравнению с воздействием жидкости малоактивной, без адсорбирующихся добавок.

Поверхностно-активные вещества, адсорбируясь на обнажаемых поверхностях микротрещин, способствуют снижению свободной поверхностной энергии тела, что уменьшает величину необходимой для разрушения работы и облегчает разбуривание горной породы. Эффективность действия понижателей твердости зависит от механических условий разрушения (прежде всего периодичности силовых воздействий), химической природы самих реагентов, их концентрации в буровом растворе и физико-химических свойств горных пород.

На поверхностях твердого тела в качестве понижателей твердости могут адсорбироваться как поверхностно-активные молекулы органических веществ (не электролитов), так и ионы электролитов.

В качестве основных понижателей твердости пород используются кальцинированная сода, едкий натр, известь негашеная и гашеная и различные мыла.

Понижители твердости пород помогают процессу дальнейшего диспергирования находящегося в круговой циркуляции бурового шлама. Это имеет особенно важное значение при бурении с промывкой забоя естественными промывочными растворами, дисперсная фаза которых образуется из частичек твердых пород, диспергированных механическим воздействием долота на забой. Применяемые для стабилизации естественных карбонатных растворов поверхностно-активные вещества проникают в тре-

щины довольно больших частичек шлама, откалываемых от забоя ударами зубьев долота. Адсорбируясь на вновь образованных поверхностях, оказывая расклинивающее действие и понижая поверхностное натяжение, эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию шлама до частичек коллоидного размера, остающихся в системе в качестве дисперсной фазы раствора.

Сохранение устойчивости стенок скважины

Сохранение устойчивости стенок скважины – неперемное условие нормального процесса бурения. Причина обрушения стенок – действие горного давления. Смачивание горных пород рыхлого комплекса в процессе бурения с промывкой резко уменьшает прочность стенок скважины и, следовательно, их устойчивость. Чем дальше распространяется зона смачивания, тем интенсивнее идет процесс разрушения стенок.

Этот процесс усиливается вследствие размывающего действия промывочной жидкости, наличия в ней веществ, способствующих разрушению горных пород.

Нежелательное изменение свойств пород устраняется подбором рецептуры промывочной жидкости. В частности, в нее вводят компоненты, придающие ей крепящие свойства. Кроме того, ряд промывочных жидкостей содержит твердую фазу, которая, отлагаясь при фильтрации в порах и тонких трещинах, образует малопроницаемую для жидкой фазы корку. Такая корка, обладая определенной механической прочностью, связывает слабосцементированные частицы горных пород, замедляет или полностью останавливает процесс дальнейшего распространения смоченной зоны вокруг ствола скважины.

Сохранению устойчивости стенок скважины способствует гидростатическое давление промывочной жидкости. Однако с его ростом увеличивается интенсивность проникновения промывочной жидкости в горные породы, падает механическая скорость бурения. В этих условиях еще более повышается изолирующая и закрепляющая роль фильтрационной корки.

Большее значение гидростатическое давление промывочной жидкости приобретает при бурении трещиноватых пород, а также пород и минералов, обладающих свойством медленно выдавливаться в скважину под действием горного давления (например, соли: галит, карналлит и др.). Создание достаточно высокого гидростатического давления позволит сохранить устойчивость стенок скважины в таких условиях.

Создание гидростатического равновесия в системе «ствол скважины – пласт»

В процессе бурения скважина и вскрытый пласт образуют систему пласт – скважина. Промывочная жидкость давит на стенки скважины. Жидкости или газ, находящиеся в пласте, также давят на стенки скважины, но со стороны пласта. Поскольку жидкости соприкасаются друг с другом через каналы фильтрации, пронизывающие стенки скважины, пласт и скважина представляют собой сообщающиеся сосуды.

Если в процессе бурения давление в скважине больше пластового, будет наблюдаться уход промывочной жидкости в пласт – поглощение. Это приводит к возникновению различного рода осложнениям в процессе бурения:

- снижается уровень жидкости в скважине, что может вызвать обвалы стенок,
- теряется дорогостоящая промывочная жидкость;
- осложняется контроль за процессом промывки;
- загрязняются подземные воды.

Если пластовое давление больше гидростатического давления промывочной жидкости, возникает водопроявление – жидкость из скважины поступает на поверхность. Это также приводит к нежелательным последствиям: загрязняется прилегающая к скважине территория, резко ухудшается качество промывочной жидкости, что вызывает обрушение (или пучение) стенок скважин.

В процессе бурения давление жидкости в скважине изменяется: к гидростатическому добавляется давление, величина которого зависит от выполняемых в скважине технологических операций. Поэтому возможны условия, когда при бурении поглощение периодически перемежается с водопроявлением, что также отрицательно сказывается на функциях промывочной жидкости.

Обеспечение равенства давлений в системе пласт – скважина в процессе бурения позволит избежать нежелательных осложнений при вскрытии проницаемых горных пород.

Сохранение проницаемости продуктивных горизонтов

Эта функция промывочной жидкости важна при бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. В таких скважинах обязательно проводятся исследования по оценке запасов и возможных дебитов скважин. Часть скважин может впоследствии использоваться в качестве эксплуатационных.

Так как в процессе фильтрации промывочных жидкостей на поверхности горных пород и в устьевых частях пор и трещин откладывается корка из частиц твердой фазы, продуктивность пласта в прискважинной зоне уменьшается. Это приводит к снижению дебита скважин, искажению подсчетов запасов, неправильной оценке проницаемости горных пород. Причем уменьшение проницаемости прискважинной зоны может оказаться необратимым. Во избежание отрицательного воздействия жидкости на продуктивный пласт корка должна легко разрушаться, а твердые частицы вымываться из каналов фильтрации.

Кроме того, снижение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта возможно вследствие действия фильтра бурового раствора на глинистый цемент пород коллекторов. Такие условия наиболее характерны для условий работы ЮКОС. Для предотвращения возможных осложнений необходимо использовать промывочную жидкость не отфильтровывающую дисперсионную среду в горные породы слагающие стенки скважины.

Это достигается подбором вида твердой фазы промывочной жидкости и введением специальных компонентов.

Перенос энергии от насосов к забойным механизмам

Для эффективной работы забойных механизмов (турбобуров, гидроударников, винтовых двигателей) требуется определенная энергия, которая переносится от бурового насоса, установленного на поверхности, к забою скважины. Количество этой энергии определяется техническими характеристиками забойных механизмов и условиями бурения. Энергия, затрачиваемая на привод бурового насоса, расходуется, кроме того, на преодоление гидравлических сопротивлений при циркуляции промывочной жидкости в скважине.

Технические возможности насосов ограничены, поэтому количество подведенной к забойному двигателю энергии будет зависеть от потерь напора при циркуляции промывочной жидкости. Потери зависят при прочих равных условиях от подачи насоса и реологических свойств жидкости. Так как на подачу насоса влияют геологические условия бурения и расход жидкости, требуемый для устойчивой работы забойного механизма в нужном режиме, главным регулирующим фактором энергетических затрат остаются реологические свойства промывочной жидкости. Поэтому при использовании забойных механизмов стремятся максимально уменьшать реологические параметры промывочных жидкостей, учитывая при этом и другие их функции.

Обеспечение проведения геофизических исследований

При бурении скважин и по достижении проектной глубины обязательно проводится комплекс геофизических исследований, позволяющих уточнить геологический разрез и измерить ряд важных характеристик пласта. Эффективность таких исследова-

ний зависит от качества промывочной жидкости. Так, при повышенных реологических параметрах геофизические приборы могут зависать в скважине, в то время как бурильный – инструмент опускается свободно. В отдельных случаях параметры промывочных жидкостей влияют и на показания приборов. Все эти обстоятельства должны учитываться при выборе качества промывочной жидкости.

Предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа

Коррозия бурового инструмента и оборудования вызывается в основном действием солей, а также кислорода воздуха, растворенных в промывочной жидкости. Реже коррозия происходит под действием сероводорода, поступающего в промывочную жидкость из горных пород.

Абразивный износ вызывается твердыми частицами, попадающими в промывочную жидкость либо при приготовлении" либо в процессе бурения. Совместное действие абразивного износа и коррозии усиливает процесс разрушения металла, приводит к преждевременному выходу из строя инструмента и оборудования, поломкам и авариям. Поэтому при выборе промывочной жидкости необходимо учитывать ее коррозионную и абразивную активность. Коррозионную активность снижают введением специальных добавок – ингибиторов коррозии. Для уменьшения абразивного износа промывочные жидкости следует регулярно очищать на поверхности от твердых абразивных частиц.

Закупоривание каналов с целью снижения поглощения бурового раствора и водопритоков

Буровой раствор должен обладать закупоривающими свойствами. Это достигается введением измельченных веществ- наполнителей. Отлагаясь в сужениях трещин, частицы наполнителя создают каркас, на котором осаждаются твердая фаза, формируя изоляционные тампоны. Постепенно такие тампоны смыкаются, образуя в поглощающем пласте вокруг скважины водонепроницаемую завесу.

Частицы наполнителя должны равномерно распределяться в жидкости, поэтому необходимо, чтобы жидкость обладала определенной структурой, препятствующей осаждению наполнителя. Размеры частиц наполнителя и его концентрация не должны существенно ухудшать работу буровых насосов.

Предотвращение газо-, нефте-, водо проявлений

Газ, нефть, или вода, с которой сталкиваются в проницаемых породах, пронизанных буровым долотом обычно предотвращается от течения (фонтанирования) в отверстие давлением, проявленным столбом промывочной жидкости. Количество этого гидростатического давления зависит в значительной степени от плотности промывочной жидкости и высоты столба жидкости. Давление в стволе скважины также зависит до некоторой степени от давления от ударной нагрузки, вызванных циркулирующей глинистым раствором и движением буровой трубы. Давление от ударной нагрузки, по очереди, связаны с пластической вязкостью, пределом текучести, и предельным статическим напряжением сдвига глинистого раствора.

Снижение коэффициента трения

Один из наиболее прогрессивных методов снижения коэффициента трения является введение в них специальных органических или комбинированных добавок, в результате чего образуется эмульсия, обладающая смазочными свойствами. Такие промывочные жидкости обеспечивают ряд дополнительных положительных эффектов: увеличение механической скорости, повышение стойкости буровых труб, снижение затрат мощности на вращение колонны буровых труб, снижение потерь напора при циркуляции.

Сохранение заданных технологических характеристик

В процессе бурения раствор как можно более длительное время должен сохранять предусмотренные проектом технологические свойства. В противном случае он перестанет выполнять необходимые функции, что может привести, с одной стороны, к возникновению осложнений и аварий, а с другой, к необходимости дополнительной его обработки химическими реагентами, что вызывает увеличение стоимости буровых работ.

Экологическая чистота

При бурении наклонно-направленных скважин буровой раствор может попадать в водоносные горизонты, в русло рек и разливаться по поверхности в приустьевой зоне. По этой причине (несмотря на мероприятия по предупреждению этих явлений) раствор не должен оказывать губительное влияние на окружающую среду – должен быть экологически безопасным.

Для этой цели буровой раствор должен изготавливаться из нетоксичных материалов, не способных создавать ядовитые соединения. Токсичность материалов и их соединений должна контролироваться на этапе проектирования.

Экономическая эффективность

При условии выполнения буровым раствором всех вышеперечисленных функций он должен иметь минимально возможную стоимость. Это обеспечивается оптимальным подбором рецептуры приготовления бурового раствора и применением наиболее дешевых материалов для его производства (без ущерба качеству).

Таким образом оптимальный процесс промывки скважин обеспечивается правильным сочетанием вида бурового раствора, режима промывки (подачи насоса) и организационных мер по поддержанию и регулированию свойств раствора в процессе бурения. Только такое сочетание позволит эффективно реализовать технологические функции процесса промывки.

В зависимости от геологического разреза и физико-механических свойств горных пород конкретного района работ одни функции промывочной жидкости являются главными, другие – второстепенными. Необходимый комплекс функций процесса промывки предъявляет к промывочному агенту требования, для удовлетворения которых он должен иметь определенные свойства. Эти свойства обуславливают вид промывочной жидкости.

6.4. Классификация буровых растворов

В практике бурения в качестве буровых растворов используются (рис. 6.2–6.4):

- 1) вода;
- 2) водные растворы;
- 3) водные дисперсные системы на основе:
 - добываемой твердой фазы (глинистые, меловые, сапропелевые, комбинированные растворы);
 - жидкой дисперсной фазы (эмульсии);
 - конденсированной твердой фазы;
 - выбуренных горных пород (естественные промывочные жидкости);
- 4) дисперсные системы на углеводородной основе;
- 5) сжатый воздух.

В исключительных условиях для промывки скважин используются углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть);

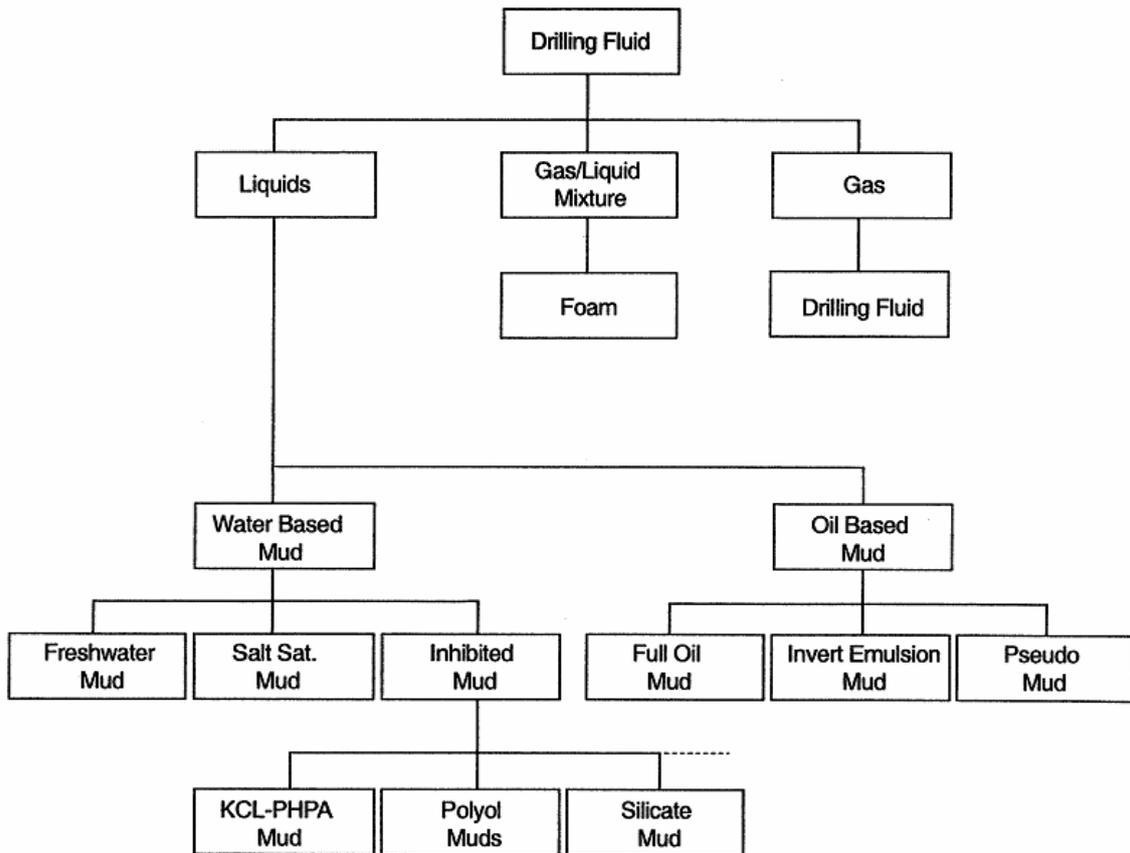


Рис. 6.2. Types of Drilling Fluid

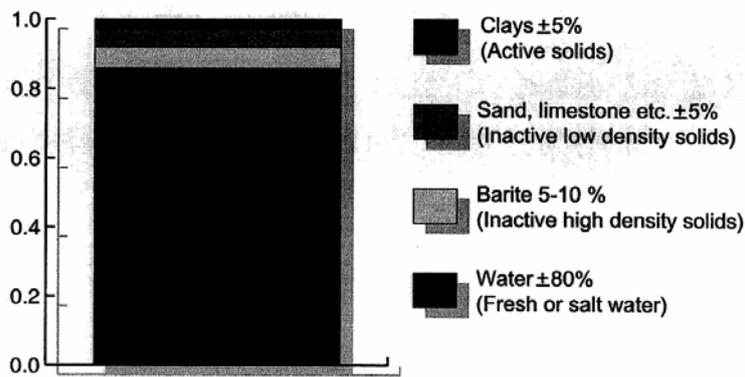


Рис. 6.3. Растворы на водной основе

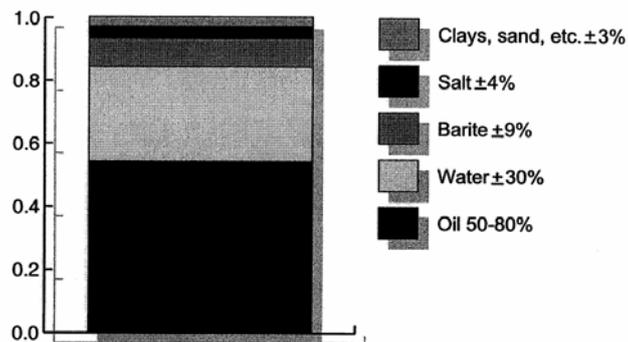


Рис. 6.4. Растворы на нефтяной основе

Все дисперсные системы с твердой фазой могут быть с малым (до 7 %), нормальным (до 20...22 %) и повышенным содержанием (более 20...22 %) твердой фазы.

Буровые растворы в определенных условиях могут искусственно насыщаются воздухом и переходят в категорию азрированных. В воде и водных растворах воздух в зависимости от его содержания может выступать в качестве дисперсной фазы или дисперсионной среды. В последнем случае промывочные жидкости называют *пенами*.

По назначению буровые растворы подразделяются на:

- 1) жидкости для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы);
- 2) жидкости для осложненных геологических условий бурения.

Water Based Mud – растворы на водной основе:

- наиболее применяемые;
- проблемы с вязкостью решаются с помощью глин;
- глина отвечает за:
 - увеличение в вязкости, улучшая поднимающую способность;
 - создание корки в стволе в проницаемых зонах, предотвращая потери жидкости.

Глина – не единственная добавка, дополнительно существует два типа:

- Активные твердые добавки, который реагирует с водой, и поддаются химической обработке. (hydratable- гидрофильные пластовые глины);
- Бездействующие или инертные solids которые не реагируют с водой (известняк или пески, Barite).

Специальные Типы буровых растворов на водной основе:

- Ингибирующие буровые растворы;
- Буровые растворы обработанные кальцием;
- Буровой раствор обработанный лигносульфанатом;
- Минерализованные буровые растворы;
- Полимерные растворы;
- Полиоловые (высокомолекулярный спирт) растворы;
- Смешанные гидроксиды;
- Силикатные жидкости.

OIL-BASED MUDS – растворы на нефтяной основе:

Недостатки:

- Выше начальная стоимость;
- Более строгие средства контроля загрязнения;
- Уменьшается эффективность некоторых ГИС;
- Детектирование выброса затруднено.

Преимущества:

- Меньше загрязнение при вскрытии пласта;
- Бурение трудных (сложных) пластов (глины, соль);
- При направленном бурении (предотвращение прилипания труб);
- Уменьшает коррозию;
- Как жидкость заканчивания (перфорация и испытание).

6.5. Гидравлика

Основная задача при расчет гидравлической программы бурения, это минимизация потерь давления в элементах циркуляционной системы и подбор соответственно режимов работы насосного оборудования.

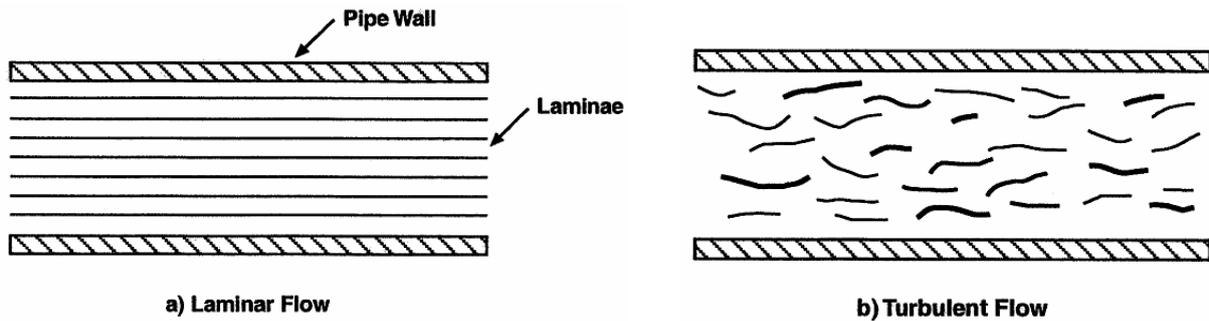


Рис. 6.5. Режимы течения жидкости

Распределение потерь давления в циркуляционной системе следующее:

- бурильная колонна;
- долото;
- затрубное пространство;
- на поверхности.

Оптимизация гидравлической системы зависит от скорости восходящего потока и способности бурового раствора выносить выбуренную породу на поверхность, при этом, основные факторы, влияющие на величину потерь давления в системе следующие:

- Геометрия циркуляционной системы (внутренний диаметр и длина drillpipe);
- Величина потока через систему;
- Режим потока, в котором жидкость течет (laminar/turbulent);
- Rheological свойства циркуляционной жидкости.

Ламинарный режим потока бурового раствора, это поток, в котором составные компоненты жидкости двигаются в одном направлении с движением основного потока.

Турбулентный режим потока бурового раствора, это поток, в котором составные компоненты жидкости двигаются случайно (хаотично) движению основного потока.

Переход от ламинарного (линейного) течения к турбулентному (случайному) течению характеризуется числом Рейнольдса ($N_{Re} = 2100$) и находится по формуле:

$$N_{Re} = \frac{928\rho v d}{\mu}, \quad (6.1)$$

где ρ = плотность жидкости, lbm / gal; v = средняя скорость жидкости, ft/s; d = диаметр трубы, in; μ = вязкость жидкости, ср.

Зона перехода от одного режима к другому обычно находится в 2,000 до 4,000.

6.6. Параметры буровых растворов и методы их измерения

Буровой раствор не может в одинаковой мере выполнять все функции. И главное не всегда это необходимо. Поэтому для конкретных условий бурения определяется набор основных функций бурового раствора и те свойства, которые обеспечат их выполнение.

Задаче получения заданных свойств должны быть подчинены все работы по подбору рецептов (состава) раствора и их регулированию. При этом необходимо сохранить на приемлемом уровне остальные параметры промывочного агента.

Заданные свойства жидкости получают, подбирая состав и вид компонентов. Наибольшую сложность представляет получение дисперсных буровых растворов, так как здесь очень важное значение имеет степень дисперсности твердой фазы и характер ее взаимодействия с остальными компонентами. Изменяя степень дисперсности, можно при одном и том же составе бурового раствора в широких пределах варьировать некоторыми и в первую очередь реологическими свойствами промывочного агента.

В процессе бурения буровой раствор взаимодействует с разбуриваемыми породами, пластовыми водами, подвергается воздействию механических нагрузок, температуры, давления, атмосферного воздуха, осадков. В нем происходят внутренние процессы, связанные с ослаблением электрических зарядов на частицах и старением составляющих компонентов. Все это приводит к ухудшению свойств раствора, он теряет способность выполнять необходимые функции. Поэтому в процессе бурения требуется восстанавливать и поддерживать его необходимые свойства.

Нередко чередование пород в геологическом разрезе вызывает необходимость в изменении некоторых функций бурового раствора. Поэтому, если можно не заменять раствор, его свойства регулируют в процессе бурения на подходе к соответствующему интервалу.

Таким образом, необходимость в регулировании свойств бурового раствора возникает в следующих случаях:

- 1) при приготовлении – для получения раствора с заданными свойствами;
- 2) в процессе бурения – для поддержания требуемых функций;
- 3) в процессе бурения – для изменения параметров применительно к изменяющимся геологическим условиям.

Свойства бурового раствора регулируют:

химической обработкой (путем введения специальных веществ – реагентов);
физическими методами (разбавление, концентрирование, диспергация, утяжеление, введение наполнителей);

физико-химическими методами (комбинация перечисленных методов).

Таким образом, чтобы буровые растворы в процессе бурения скважины выполняли требуемые функции, необходимо выбирать основные материалы для их приготовления, специально обрабатывать с помощью химических реагентов, вводить вещества, предназначенные для регулирования их свойств, и т. д.

Условия бурения скважин (глубина, диаметр, температура, порядок расположения и свойства разбуриваемых пород) весьма различны не только для разных месторождений, но и для отдельных участков одного месторождения. Поэтому буровые растворы также должны обладать различными свойствами не только на разных участках бурения, но и по мере углубления данной скважины. Чем лучше способность бурового раствора выполнять в данной скважине определенные функции, тем выше ее качество. Однако самый высококачественный для данной скважины буровой раствор для другой скважины в других условиях бурения может оказаться не только низкокачественным, но и непригодным. Это обстоятельство объясняет необходимость определения параметров бурового раствора на *этапе проектирования*.

В процессе бурения на буровой раствор влияет выбуренная порода: частично путем распускания в жидкости, частично путем химического воздействия.

Буровой раствор могут разбавлять пластовые воды.

На него воздействует высокая пластовая температура.

В процессе всех этих воздействий в буровом растворе происходят сложные физико-химические процессы, изменяющие ее свойства. В связи с этим необходимо *контролировать* способность раствора осуществлять необходимые функции путем измерения ее параметров в процессе бурения скважины и при необходимости восстанавливать их соответствующими способами.

Требования к методам измерения свойств буровых растворов:

1. Измеряемые параметры должны быть общепринятыми, обязательными для всех организаций и предприятий бурения, иначе невозможно создать рекомендации по регулированию параметров в разных районах.

2. Методы измерения параметров должны быть едиными, в противном случае невозможно сравнивать характеристики буровых растворов, используемых в различных районах.

3. Методы измерения должны быть доступными для применения непосредственно у бурящихся скважин, так как может быть нарушена оперативность регулирования их, а следовательно, и технология бурения.

4. Принятые методы должны быть оперативными: продолжительность измерения параметров должна быть меньше, чем время, в течение которого может измениться состояние бурящейся скважины, иначе в скважине могут возникнуть осложнения раньше, чем будет отмечено несоответствие параметров требованиям.

5. В принятых методах необходимо предусматривать такие способы отбора проб циркулирующего раствора и такие способы измерения, которые обеспечат получение характеристик, соответствующих характеристикам жидкости, циркулирующей в скважине и осуществляющей необходимые функции; наиболее правильно измерять их при тех же температуре и давлении, которые соответствуют данной глубине скважины; строгое соответствие осуществить практически невозможно, поэтому процессы измерения параметров, отображающих отдельные функции или группы функций бурового раствора, условно моделируют поведение бурового раствора в скважине. Чем ближе эти модели к оригиналу, т. е. к условиям, в которых находится раствор в скважине, тем правильнее характеризуются его свойства.

6.7. Отбор пробы бурового раствора и подготовка к измерению

Чтобы свойства пробы бурового раствора соответствовали свойствам циркулирующей жидкости и хранящейся в емкости или земляном амбаре, необходимо уточнять место отбора пробы, ее объем и время между отбором пробы и ее анализом.

Когда требуются сведения о жидкости, циркулирующей в скважине, пробу следует отбирать вблизи места ее выхода из скважины (устья) до того, как она прошла очистные устройства, дегазаторы. Пробу необходимо отбирать только во время циркуляции.

Для получения характеристик жидкости, закачиваемой в скважину, пробу отбирают в конце желобов, по которым она подается к приемам насосов. При необходимости характеризовать неоднородность циркулирующего бурового раствора, содержащей отличающиеся от всей жидкости так называемые «пачки», пробы отбирают на устье скважины из этих «пачек».

Если анализ производят непосредственно у буровой, пробу отбирают в количестве, необходимом для одного анализа. Если пробу отбирают для анализа в лаборатории, удаленной от буровой, объем ее составляет 3...5 л. Для получения этого объема через каждые 5...15 мин отбирают по 0,5 л жидкости и сливают в одну посуду, например ведро, пропуская ее при этом через сетку от вискозиметра.

Перед отбором проб из емкостей, в которых хранится буровой раствор, содержимое перемешивают с помощью насосов до тех пор, пока весь ее объем не станет однородным.

Об этом должно свидетельствовать совпадение основных характеристик по крайней мере двух проб, взятых из разных, удаленных друг от друга участков хранилища (вязкость различается не более чем на 5 %).

Существенную роль играет время между отбором пробы и анализом. Газ, вынесенный буровым раствором из скважины, может быстро улечься, в результате чего увеличивается ее плотность. Нагретый буровой раствор остывает, и многие характеристики ее изменяются, особенно это сказывается на величинах плотности, вязкости и содержания газа. Поэтому их определяют непосредственно у желобов буровой.

6.8. Промысловые испытания бурового раствора

Часть свойств бурового раствора могут измеряться буровой бригадой, обычно это плотность бурового раствора, условная вязкость, и водоотдача. Кроме того, бригадой могут измеряться содержание песка, а также концентрацию солей и щелочность раствора.

Однако для качественного управления свойствами бурового раствора, позволяющего обеспечивать эффективное выполнение им заданных функций, такого набора параметров явно недостаточно.

6.8.1. Удельный вес, плотность бурового раствора

Удельный вес – вес 1 см^3 промывочной жидкости – обозначается γ и выражается в г/см^3 . Под плотностью понимают величину, определяемую отношением массы тела к его объему. Обозначается она ρ и выражается в г/см^3 .

Удельный вес характеризует способность промывочной жидкости осуществлять в скважине гидродинамические и гидростатические функции:

- 1) удерживать во взвешенном состоянии и выносить из скважины частицы породы наибольшего размера;
- 2) создавать гидростатическое давление на стенки скважины, рассчитанное, исходя из необходимости предотвращения поступления в ствол скважины нефти, газа или воды из пласта и сохранения целостности стенок скважины;
- 3) обеспечивать снижение веса колонны бурильных и обсадных труб, в связи с чем уменьшается нагрузка на талевую систему буровой.

Плотность промывочной жидкости, содержащей газ, называют кажущейся, а плотность жидкости, не содержащей газа, истинной. Процесс измерения плотности основан на определении гидростатического давления на дно измерительного сосуда. Перед измерением промывочную жидкость пропускают через сетку вискозиметра ВБР-1.

Прибор АБР-1. В комплект входит собственно ареометр и удлиненный металлический футляр в виде ведерка с крышкой, служащей пробоотборником для раствора (рис. 6.6).

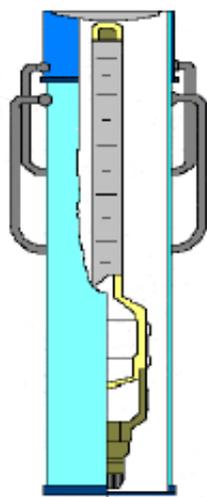


Рис. 6.6. Прибор АБР-1

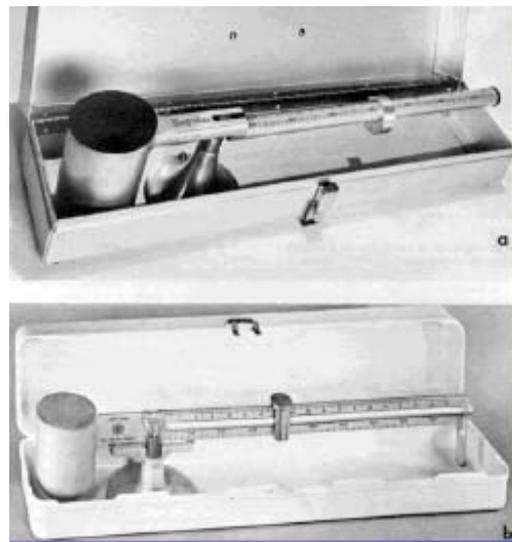


Рис. 6.7. Рычажный плотномер

Прибор состоит из мерного стакана, доньшка, поплавок, стержня и съемного калибровочного груза.

Кроме ареометра поплавкового типа для определения плотности бурового раствора может быть использован рычажный плотномер (рис. 6.7).

6.8.2. Стабильность и суточный отстой

Эти параметры используются в качестве технологических показателей устойчивости промывочной жидкости как дисперсной системы.

Показатель стабильности С измеряется с помощью прибора ЦС-2 (рис. 6.8), представляющего собой металлический цилиндр объемом 800 см^3 со сливным отвер-

стием в середине. При измерении отверстие перекрывают резиновой пробкой, цилиндр заливают испытуемым раствором, закрывают стеклом и оставляют в покое на 24 ч. По истечении этого срока отверстие открывают и верхнюю половину раствора сливают в отдельную емкость.

Ареометром определяют плотность верхней и нижней частей раствора. За меру стабильности принимают разность плотностей раствора в нижней и верхней частях цилиндра.

Чем меньше значение C , тем стабильность раствора выше.

Суточный отстой измеряют с помощью стеклянного мерного цилиндра объемом 100 см^3 , обозначают буквой θ (рис. 6.9).

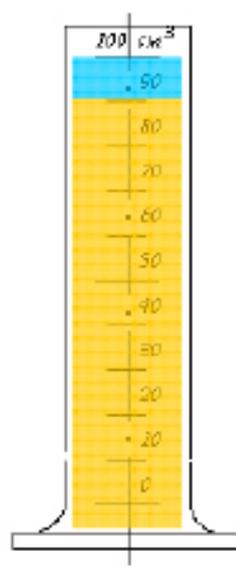
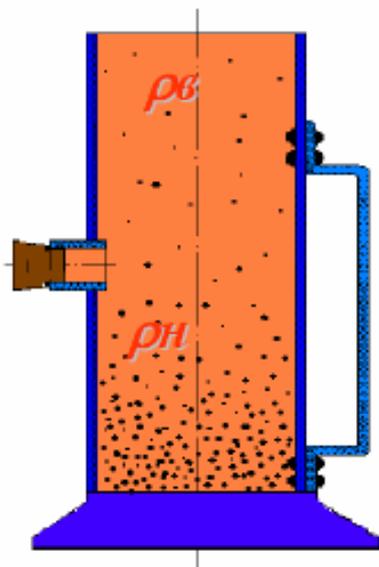


Рис. 6.8. Цилиндр стабильности ЦС-2 Рис. 6.9. Прибор для определения суточного отстоя

Испытуемую жидкость осторожно наливают в мерный цилиндр до отметки 100 см^3 , закрывают стеклом и оставляют в покое на 24 ч, после чего визуально определяют величину слоя прозрачной воды, выделившейся в верхней части цилиндра. Отстой выражают в процентах выделившейся жидкости от объема пробы. Чем меньше суточный отстой, тем устойчивее, стабильнее промывочная жидкость.

Эти параметры следует измерять при температурах, соответствующих температуре раствора в скважине.

Стабильным считается раствор, у которого $C = 0,02-0,03 \text{ г/см}^3$, $\theta = 3-4 \%$.

6.8.3. Реологические свойства бурового раствора

Наиболее широко используемые в настоящее время буровые растворы представляют собой жидкости, содержащие дисперсную фазу. Как и обычные жидкости, они обладают подвижностью, т. е. способностью течь. При этом первоначальное расположение частиц жидкости изменяется, происходит деформация. Наука о деформации и течении тел называется реологией, а свойства тел, связанные с течением и деформацией, называются реологическими. Они характеризуются определенными величинами, не зависящими от условий их измерения и конструкции измерительных приборов. Такие величины называют реологическими константами.

Реологические свойства буровых растворов оказывают преобладающее влияние:

- на степень очистки забоя скважины от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента;
- транспортирующую способность потока;

- величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины;
- величину гидродинамического давления на ее стенки и забой в процессе бурения;
- амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении СПО и проработке скважины с расхаживанием бурильной колонны;
- интенсивность обогащения бурового раствора шламом;
- скорость эрозии стенок скважин и др.

Изучение реологических свойств дисперсных систем основано на выявлении закономерностей связи между силами (напряжениями), вызывающими течение жидкости, и получаемыми при этом скоростями течения (деформациями).

Перечень основных и производных от них показателей, характеризующих реологические свойства буровых растворов, определяется выбором реологической модели.

Среди известных реологических моделей буровых растворов наибольшим распространением в отечественной и зарубежной практике пользуются модели Бингама – Шведова и Оствальда-де Ваале:

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (6.2)$$

$$\tau = k \cdot (\dot{\gamma})^n, \quad (6.3)$$

где τ – касательное напряжение сдвига, мПа; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, мПа*с; η – пластическая вязкость ПВ, мПа*с; τ_0 – динамическое напряжение сдвига ДНС, дПа; n – показатель неньютоновского поведения ПНП; k – показатель консистенции ПК, мПа*с.

С помощью величин реологических характеристик можно определять коллоидно-химические свойства дисперсных систем, что очень важно для оценки качества промышленных жидкостей и выбора методов регулирования их свойств.

УСЛОВНАЯ ВЯЗКОСТЬ

Стандартные полевые измерения вязкости бурового глинистого раствора проводятся с помощью вискозиметра буровых растворов ВБР-1 или воронкой Марша (рис. 6.10).



Рис. 6.10. Воронка МАРША для определения условной вязкости

Вискозиметр ВБР-1, служащий для измерения условной вязкости, состоит из воронки, герметично соединенной трубки, сетки и мерной кружки.

Порядок определения. Взяв в руку воронку, устанавливают сетку на выступы, зажимают нижнее отверстие пальцем правой руки и заливают через сетку испытуемую

жидкость до верхней кромки вискозиметра. Подставив мерную кружку под трубку вискозиметра, убирают палец и одновременно левой рукой включают секундомер. Воронку необходимо держать вертикально (допускается отклонение не более 10^0). Когда мерная кружка наполнится до края, останавливают секундомер, а отверстие воронки вновь закрывают пробкой.

Условная вязкость определяется временем истечения 500 см^3 раствора через трубку из воронки вискозиметра, заполненной 700 см^3 раствора.

За исходный результат принимают среднее значение результатов трех измерений, отличающиеся между собой не более чем на 2 с.

6.8.4. Фильтрационные и коркообразующие свойства

Процессы фильтрации называют процесс разделения фаз дисперсной системы, происходящий при движении системы через пористую среду, размер пор которой того же порядка, что и размер частиц дисперсной фазы или меньше их.

Дисперсная система находится при этом по одну сторону пористой среды и с этой же стороны имеется превышение давления, вызывающее процесс фильтрации. В результате движения дисперсной системы через пористую среду в порах и на поверхности пористого тела задерживаются частицы дисперсной фазы, образуя фильтрационную корку.

Последняя также содержит и некоторое количество дисперсионной среды, но значительно меньше, чем исходная дисперсная система.

Дисперсная система состоит из частиц, которые принадлежат к одной из двух групп. В первой средний размер частиц меньше, чем средний размер пор. Такие частицы проходят в пористую среду на некоторую глубину и создают корку внутри пористого тела. Более крупные частицы не проходят в пористую среду и образуют корку на ее поверхности. Проходы, остающиеся в фильтрационной корке между более крупными частицами дисперсной фазы, перекрываются более мелкими частицами.

В продолжающемся процессе фильтрации жидкость проходит через образовавшуюся фильтрационную корку, оставляя на ней все новые и новые частицы; толщина фильтрационной корки непрерывно растет, а ее проницаемость (способность пропускать через себя фильтрат) снижается в связи с увеличением гидравлических сопротивлений.

Поэтому фильтрация есть процесс, затухающий во времени. Объем фильтрата, накапливающегося во времени, пропорционален корню квадратному из продолжительности фильтрации. Если на логарифмической бумаге откладывать продолжительность фильтрации и объем фильтрата, соответствующий ей, получится прямая линия, позволяющая определить объем фильтрата через заданный промежуток времени.

Объем фильтрата принято измерять через 30 мин после начала процесса. Логарифмическая зависимость позволяет ускорить измерение: объем фильтрата, выделившийся через 7,5 мин, практически равен половине объема, получаемого после 30 мин фильтрации.

На свойствах фильтрационной корки сказывается изменение скорости фильтрации во времени. Часть корки, которая прилегает к поверхности пористого тела, более уплотнена, обладает наименьшей влажностью и наибольшей прочностью. Чем ближе к исходной дисперсной системе, тем более рыхлой будет часть корки, тем ближе ее состав к составу дисперсной системы. Однако между коркой и системой существует граница раздела, на которой свойства дисперсной системы скачкообразно изменяются. Иногда эту границу трудно заметить вследствие тиксотропного упрочнения дисперсной системы.

Скорость фильтрации в значительной степени зависит от дисперсности частиц фильтрующейся системы. Чем меньше размер частиц (когда частицы крупнее пор), тем меньше скорость фильтрации. Когда размер частиц меньше, чем размер пор, скорость фильтрации с уменьшением размера частиц снова возрастает. Скорость фильтрации

полидисперсной системы меньше, чем монодисперсной. Это объясняется тем, что более мелкие частицы будут перекрывать просветы между более крупными. Поэтому в распределении частиц дисперсной фазы по их размерам существуют оптимальные соотношения, обеспечивающие наименьшую скорость фильтрации. Для таких соотношений каждая группа более мелких частиц обеспечивает перекрытие просветов между частицами следующей группы частиц большего размера.

Кроме этого способа уменьшения скорости фильтрации существуют и физико-химические способы. Так, если частицы дисперсной фазы не защищены от коагуляции, они будут слипаться друг с другом и образовывать рыхлые агрегаты, легко проницаемые для дисперсионной среды. Фильтрационная корка, образованная такими агрегатами, также будет легко пропускать через себя фильтрат.

Принятие мер, обеспечивающих защиту частиц дисперсной фазы от агрегативной неустойчивости, обеспечивает получение дисперсной системы, не содержащей рыхлых агрегатов.

Фильтрационная корка в такой системе будет образована частицами, плотно прилегающими друг к другу, а следовательно, будет малопроницаемой. В отличие от рыхлой упаковки частиц в корке, образованной агрегатами, эту упаковку называют компактной. Когда защита обеспечивается добавлением высокомолекулярных и высоко гидрофильных органических соединений, их частицы также принимают участие в процессе коркообразования, заполняя более мелкие просветы, остающиеся между частицами дисперсной фазы, и еще более снижая проницаемость корки.

Следующим фактором, определяющим скорость фильтрации, является вязкость дисперсионной среды. С увеличением вязкости сопротивление фильтрата течению через поры фильтрующей поверхности возрастает, а следовательно, уменьшается скорость фильтрации. Указанные высокомолекулярные органические соединения при растворении в воде значительно повышают вязкость, снижая скорость фильтрации.

На процесс фильтрации существенно влияет величина давления, перепад которого и вызывает фильтрацию. По характеру этого влияния все фильтрационные корки делятся на несжимаемые и сжимаемые.

Во первых скорость фильтрации возрастает с увеличением перепада давления сначала быстро, затем все медленнее. Для сжимаемых корок вначале зависимость та же, однако при достижении определенного критического давления на корку, образованную в этих случаях частицами, слабо связанными друг с другом, последние перегруппировываются, обеспечивая более компактную упаковку. Скорость фильтрации снижается.

Значительно влияет на процесс фильтрации температура.

Различают статическую и динамическую фильтрацию. В первом случае единственным видом движения дисперсной системы над фильтрующей поверхностью является ее постепенное поступление в пористую среду. При динамической фильтрации дисперсная система принудительно, например с помощью мешалки, перемещается относительно фильтрующей поверхности и при достаточно высокой скорости размывает фильтрационную корку. Уменьшение толщины последней вызывает рост скорости фильтрации.

Существующие приборы для измерения водоотдачи делятся на работающие под давлением и работающие под вакуумом. Первые подразделяются на приборы, измеряющие статическую водоотдачу, и приборы, измеряющие динамическую водоотдачу (в процессе циркуляции над фильтром). Последние сложны и пока используются лишь в научных исследованиях наиболее распространенным в практике разведочного бурения приборам относятся ВМ-6 (рис. 6.11), в которых водоотдача измеряется в статическом состоянии при перепаде давления 0,1 МПа. За показатель фильтрации принимается количество жидкости, отфильтрованной через круглый бумажный фильтр площадью 28 см² за 30 мин.

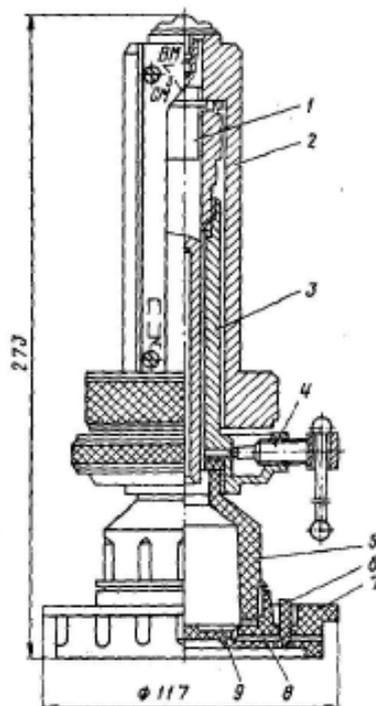


Рис. 6.11. Конструкция прибора VM-6

6.8.5. Определение липкости фильтрационной корки

Неоднократно предпринимались попытки ввести в практику исследования буровых растворов определение такого параметра, как липкость глинистой корки. Однако из-за несовершенства предложенных методов и конструкций приборов определение и анализ этого показателя свойств раствора распространения на промыслах не получили.

Липкость определяют следующим образом (рис. 6.12). Фильтр с глинистой коркой кладут на столик. На корку кладут стальной брусок квадратного сечения со стороной квадрата, равной 10 мм; вес бруска 6 г, длина 64 мм. Вращением упорного винта увеличивают угол отклонения столика от горизонтали. С увеличением угла отклонения увеличивается составляющая сила тяжести бруска, стремящаяся сдвинуть брусок с глинистой корки. Когда эта составляющая сила преодолет липкость корки, брусок соскользнет с нее. Тангенс угла наклона, при котором брусок соскользнет с глинистой корки, считается показателем липкости корки. Шкала прибора отмечает не величину угла отклонения, а его тангенс.

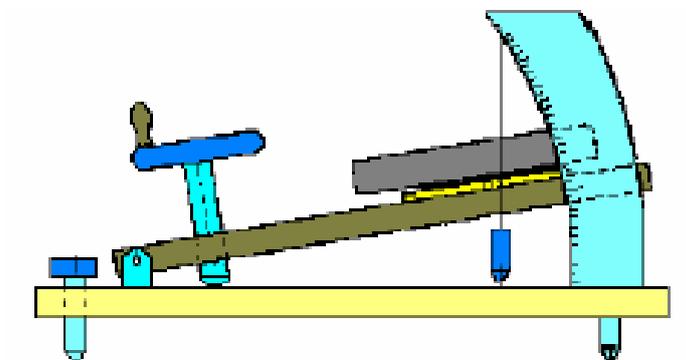


Рис. 6.12. Прибор для определения липкости глинистой корки

Этот метод определения липкости глинистой корки может быть применен и для фильтрационных корок промывочных жидкостей других видов.

6.8.6. Определение содержания песка

Под песком понимается количество (объем) всех крупных частиц, имеющих в промывочной жидкости. Сюда относятся собственно песок, грубодисперсные частицы выбуренной породы и исходной твердой фазы промывочной жидкости. Содержание песка обозначается обычно буквой П, измеряется в %.

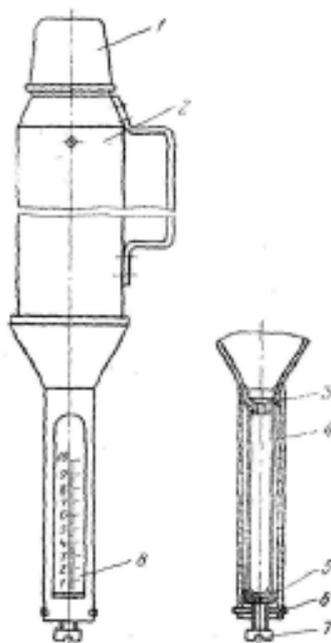


Рис. 6.13. Прибор ОМ-2

Таким образом, содержание песка характеризует устойчивую загрязненность промывочной жидкости твердыми включениями. Чрезмерное содержание песка приводит к абразивному износу гидравлического оборудования и бурового снаряда, уменьшению механической скорости бурения. Содержание песка определяют с помощью отстойника ОМ-2, рис. 6.13.

Для промывочных жидкостей нормальным считается содержание песка до 4 %.

6.8.7. Структурно-механические свойства буровых растворов и коагуляция

По агрегатному состоянию и механическим свойствам дисперсные системы могут быть разделены на две группы: 1) свобододисперсные, или бесструктурные, и 2) связнодисперсные, или структурированные.

Свобододисперсные системы отличаются подвижностью и не оказывают сопротивления сдвигу. Частицы дисперсной фазы такой системы находятся в относительно свободном состоянии, под влиянием внешних сил двигаются независимо одна от другой и не связаны в общую структурированную систему. Называются такие системы *золями*. Если дисперсионной средой является вода, то система носит название гидрозоля, если какая-либо органическая жидкость – органозоль и т. д.

Механические свойства этих систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды. Если буровой раствор, например водный карбонатный раствор, представляет собой в каком-либо конкретном случае свобододисперсную, бесструктурную систему, то его механические свойства аналогичны свойствам дисперсионной среды. Он также не оказывает сопротивления сдвигу, т. е. не обладает механической прочностью, и является водной суспензией с низкой вязкостью, без загустевания при спокойном стоянии и без разжижения при движении.

Вязкость таких систем изменяется только при изменении количества дисперсной фазы, приходящейся на единицу объема. С увеличением объема частиц дисперсной фазы за счет заполнения части объема дисперсионной среды повышается вязкость системы.

Связнодисперсные, структурированные системы называются *гелями*.

В этих системах частички дисперсной фазы связаны между собой молекулярными силами сцепления и образуют пространственные структуры – сетки, каркасы, имеющие определенную механическую прочность.

Для получения в дисперсной системе структуры требуется наряду с другими условиями определенная концентрация твердой дисперсной фазы. Разбавленные системы с малой концентрацией твердой фазы обычно являются свободнодисперсными золями.

Дисперсная система, имеющая пространственную структуру, обладает такими физико-механическими свойствами, как прочность, упругость, пластичность, вязкость, зависящими от физико-химических свойств веществ, образующих систему, и их количественного соотношения. Структурно-механические свойства растворов определяют во многом их качество. Одной из наиболее важных характеристик промывочных жидкостей является тиксотропность, связанная с созданием и разрушением структуры.

Хорошие коллоидные буровые растворы – *золи* и высокодисперсные суспензии, представляющие собой при перемещении маловязкие и подвижные жидкости, обладают способностью, находясь в спокойном состоянии, приобретать с течением времени структуру, загустевать и превращаться в гель. При механическом воздействии (взбалтывании, перемешивании, встряхивании, циркуляции) такой гелеобразный раствор вновь превращается в подвижный золь. Этот процесс может повторяться любое число раз.

Превращение находящегося в спокойном состоянии золь в гель и подвергнутого механическому воздействию геля в золь называется тиксотропией.

Следовательно, *тиксотропия* представляет собой процесс, связанный с обратимыми созданием и разрушением пространственной структурной сетки-каркаса дисперсной системы.

Предельное статическое напряжение сдвига.

Предельное статическое напряжение сдвига (*СНС*) обозначается буквой « θ » и измеряется в Па.

Физический смысл: условная характеристика прочности тиксотропной структуры, возникающей в промывочной жидкости после нахождения в покое в течение одной ($СНС_1$) или десяти ($СНС_{10}$) минут. Первая величина характеризует удерживающую способность промывочной жидкости. При выборе параметров промывочной жидкости принимается меньшее значение величины $СНС_1$, при котором обеспечивается выполнение указанной функции. При еще меньших величинах частицы породы не будут удерживаться во взвешенном состоянии.

В связи с тиксотропностью промывочной жидкости прочность структуры при длительном нахождении в покое может достичь таких значений, при которых в момент восстановления циркуляции сопротивление структуры вызовет очень большое увеличение давления промывочной жидкости, что способствует разрыву пласта. Поэтому кроме величины $СНС_1$ измеряют и $СНС_{10}$, причем тиксотропность характеризуют частным от деления второй величины на первую.

В промысловых лабораториях распространены различные ротационные приборы для определения СНС. Общим принципом действия этих приборов является уравнивание сопротивлений, возникающих при взаимном перемещении исследуемой жидкости и находящегося в ней подвешенного на проволоке цилиндра, и упругих сопротивлений этой проволоки закручиванию. В одних ротационных приборах внутренний цилиндр является неподвижным, а заполненный раствором внешний цилиндр-стакан

вращается, в приборах другого типа вращается внутренний цилиндр, а исследуемая жидкость во внешнем цилиндре-стакане находится в неподвижном состоянии. Если, например, вращается внешний стакан, то сила взаимодействия между находящимся в стакане структурированным раствором и поверхностью внутреннего цилиндра заставит последний также вращаться, а проволоку, на которой цилиндр повешен, – закручиваться. Вращение внутреннего цилиндра будет происходить до тех пор, пока возрастающее сопротивление закручиваемой проволоки не сравняется с сопротивлениями сдвигу, возникающими при взаимном перемещении цилиндра и жидкости.

Сила сопротивления раствора вращению в нем внутреннего цилиндра f_1 равна произведению боковой поверхности цилиндра на статическое напряжение сдвига.

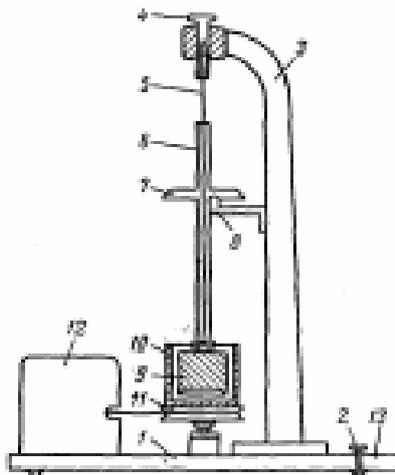


Рис. 6.14. Прибор СНС-2

В отечественной практике применяются ротационные приборы с неподвижным внутренним цилиндром и вращающимся внешним цилиндром-стаканом. Получил распространение прибор СНС-2 (рис. 6.14) завода КИП.

6.9. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Приготовление, утяжеление и обработка буровых растворов, а также их очистка от выбуренной породы – важный процесс при бурении скважины. От качества бурового раствора в значительной мере зависит успех проводки скважины.

Приготовление буровых растворов может осуществляться в механических мешалках и гидравлических смесителях.

В настоящее время в отечественной практике для приготовления буровых растворов широко применяются порошкообразные материалы. Для приготовления буровых растворов из этих материалов используют следующее оборудование: блок приготовления раствора (БПР), выносной гидроэжекторный смеситель, гидравлический диспергатор, емкости ЦС, механические и гидравлические перемешиватели, поршневой насос.

При обработке глинистых растворов химическими реагентами, особенно содержащими щелочи и кислоты, рабочие должны работать в резиновых перчатках, очках, фартуках и сапогах, чтобы брызги щелочи и кислоты не повредили лицо, руки и одежду.

В механических глиномешалках можно приготовить растворы из сырых глин, глинобрикетов и глинопорошков.

Более эффективны, чем глиномешалки, фрезерно-струйные мельницы ФСМ-3 и ФСМ-7.

Фрезерно-струйная мельница может быть использована не только для приготовления растворов, но и для утяжеления бурового раствора, а также для добавки в него

глины и глино-порошка. В этом случае в ФСМ вместо воды подается буровой раствор. Техническая характеристика ФСМ приведена ниже.

Очистка промывочной жидкости от обломков выбуренной породы (шлама). Буровой раствор, выходящий на поверхность из скважины, может быть вновь использован, но для этого он должен быть очищен от обломков выбуренной породы (шлама).

Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства. Кроме того, наличие в растворе абразивных частиц существенно снижает показатели работы долот, гидравлических забойных двигателей, буровых насосов и другого оборудования. В связи с этим очистке буровых растворов должно уделяться особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств, рис. 6.15.

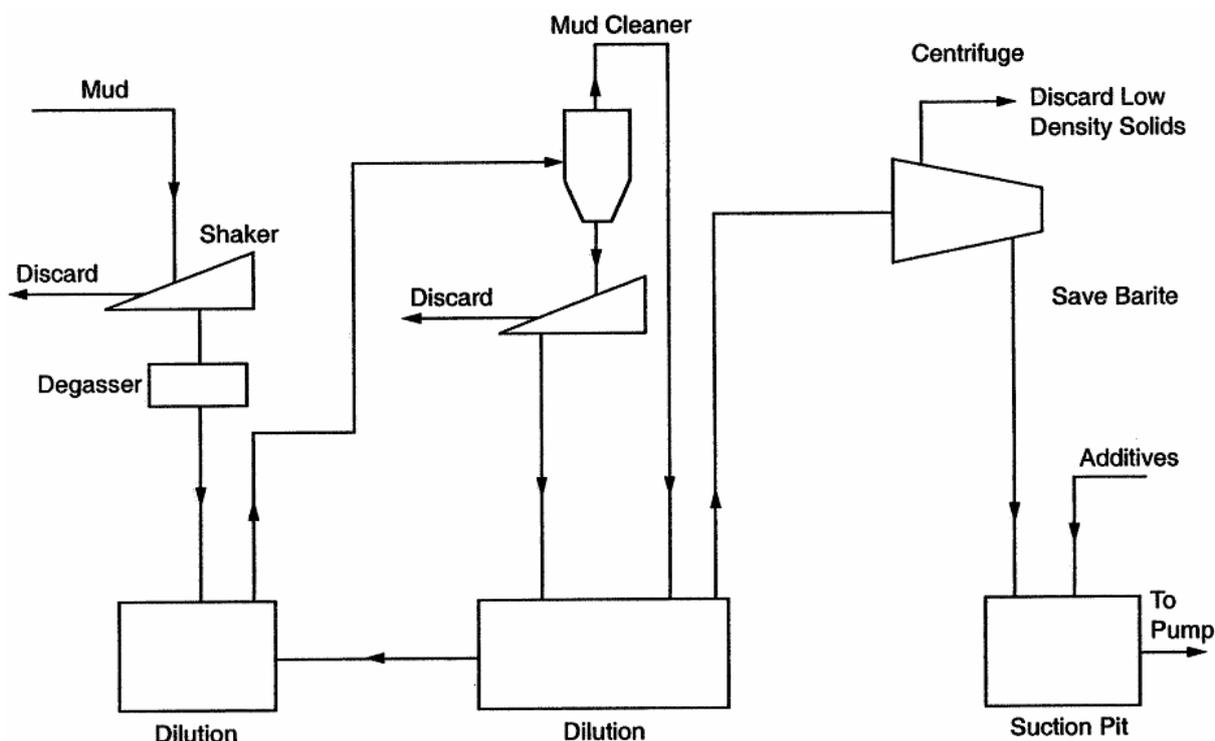


Рис. 6.15. Схема очистки бурового раствора

В данный комплекс входят: вибрационные сита – **Shale Shaker** (рис. 6.15), дегазатор **degasser**, гидроциклонные шламоотделители (рис. 6.16): пескоотделители – **desander**, илоотделители – **desilting** (рис. 6.17), центрифуга – **centrifuge** (рис. 6.18). В составе циркуляционной системы все эти механические устройства должны устанавливаться в строгой последовательности. При этом схема прохождения бурового раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросита) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель) – буровые насосы – скважина.

При отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют сепараторы, глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Таким образом, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама должен основываться на конкретных условиях бурения.

Для очистки буровых растворов, как обязательная, принята трехступенчатая система.

Технология очистки не утяжеленного бурового раствора по этой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку – пескоотделение и илоотделение – на гидроциклонах шламоотделителях. Буровой раствор после выхода из скважины подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите и собирается в емкости. Из емкости центробежным насосом раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости центробежным насосом раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя.



Рис. 6.15. Вибросито, внешний вид

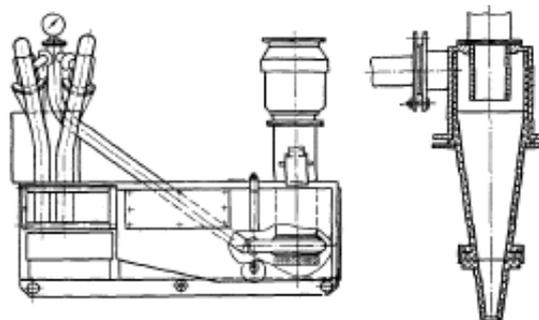


Рис. 6.17. Илоотделитель, внешний вид

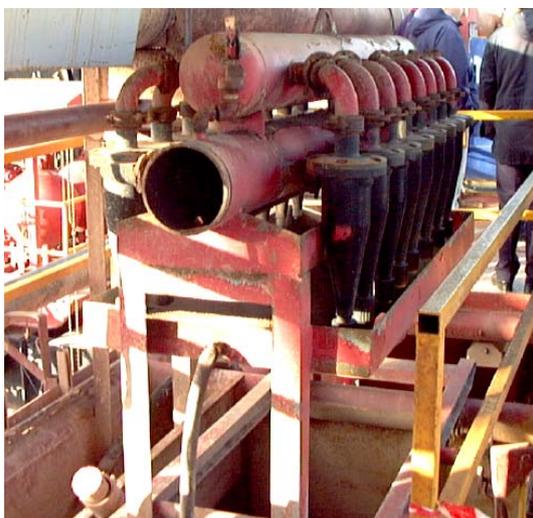


Рис. 6.16. Схема гидроциклонного илоотделителя



Рис. 6.18. Центрифуга, внешний вид

После отделения частиц ила очищенный раствор направляется в приемную емкость бурового насоса, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

Дегазация промывочных жидкостей. Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается механическая скорость проходки, во-вторых, возникают осыпи и проявления пластовой жидкости и газа в результате снижения эффективной плотности бурового раствора, т. е. гидравлического давления на пласты, в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например сероводородом). Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состояниях. Свободный газ легко удаляется из бурового раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании свободный газ из бурового раствора удаляют с помощью газового сепаратора.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в буровом растворе жидкости токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. Только после окончательной дегазации буровой раствор очищают от шлама. Наибольшее распространение в отечественной практике получили вакуумные дегазаторы. Они представляют собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора при использовании глинистого раствора достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в буровом растворе после обработки не превышает 2 %.

Регенерация утяжелителей. Утяжелители – дорогие и дефицитные материалы, поэтому их экономное и повторное использование – весьма важная задача работников бурения.

Существуют следующие способы повторного использования утяжеленного раствора.

1. При близком расположении бурящихся скважин утяжеленный раствор перекачивают из одной буровой в другую по трубопроводу.
2. При отсутствии трубопровода утяжеленный раствор из буровой в буровую перевозится в автоцистернах.
3. Утяжелитель извлекают из раствора при помощи специальных устройств. Регенерацию утяжелителей из отработанных растворов производят осаждением в желобах, в гидроциклонных установках или в специальных регенерационных установках.

7. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением (рис. 7.1). Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов – искусственным.

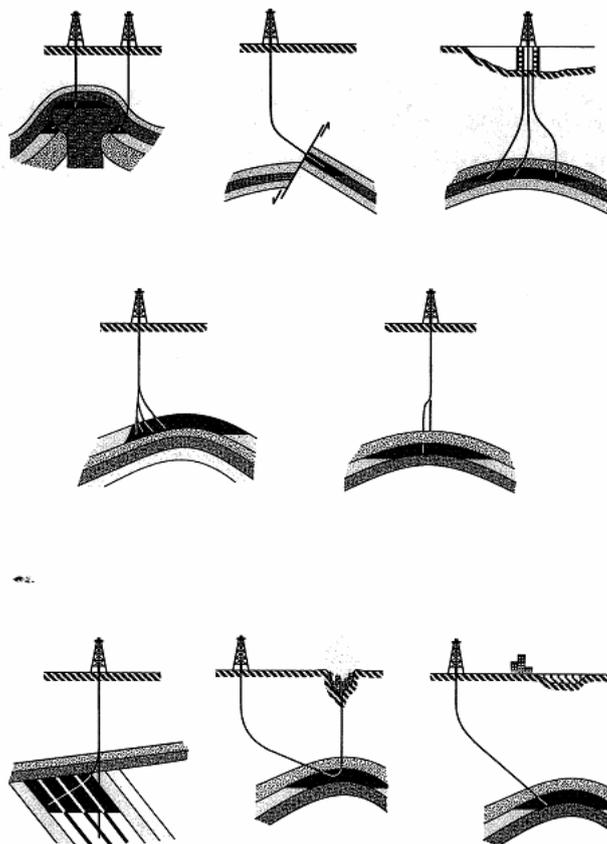


Рис. 7.1. Причины использования наклонно-направленных скважин (много скаженное бурение с платформы, бурение сдвигов, недоступные размещения, ненужное искривление (уведение в сторону) и выправление, бурение купола соли, вспомогательные скважины)

Вообще искривление скважин сопровождается осложнениями, к числу которых относятся более интенсивный износ бурильных труб, повышенный расход мощности, затруднения при производстве спуско-подъемных операций, обрушение стенок скважины и др. Однако в ряде случаев искривление скважин позволяет значительно снизить затраты средств и времени при разработке месторождений нефти и газа. Таким образом, если искривление скважины нежелательно, то его стремятся предупредить, а если оно необходимо, то его развивают. Этот процесс называется направленным бурением, которое может быть определено как бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважин обязательно подвергается контролю и управлению.

В процессе бурения направленной скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Для этого определяются координаты ее устья и параметры трассы, к которым относятся зенитный угол θ , азимут скважины α (рис. 7.2) и ее длина L .

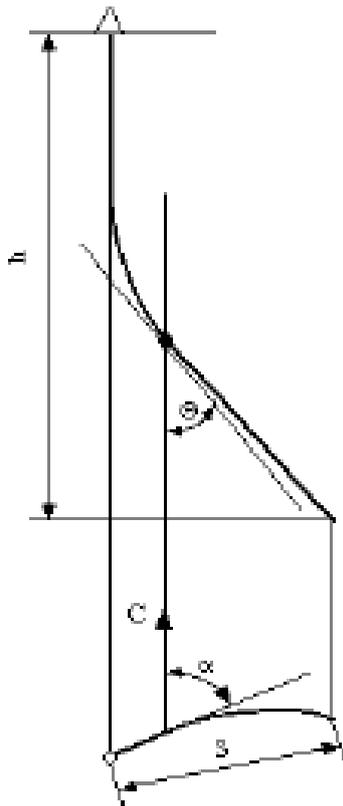


Рис. 7.2. Элементы пространственного положения скважины

Зенитный угол (Tangent (or Drift) Angle) – это угол между осью скважины или касательной к ней и вертикалью. **Азимут** – это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией касательной к оси скважины, измеренный по часовой стрелке. **Длина скважины** – это расстояние между устьем и забоем по оси.

Проекция оси скважины на вертикальную плоскость называется *профилем*, а на горизонтальную – *планом*.

Вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, или касательную к ней, называется *апсидальной*.

При выполаживании скважины происходит увеличение зенитного угла (бурение с подъемом угла), а при выкручивании – уменьшение (бурение с падением угла). При искривлении скважины влево азимут ее уменьшается, а вправо – увеличивается.

Темп отклонения скважины от ее начального направления характеризуется интенсивностью искривления i , которая может быть определена как для зенитного i_{Θ} , так и азимутального i_{α} искривления

$$i_{\Theta} = (\Theta_k - \Theta_n)/L, \quad (7.1)$$

$$i_{\alpha} = (\alpha_k - \alpha_n)/L, \quad (7.2)$$

где Θ_n и α_n – соответственно начальные зенитный и азимутальный углы на определенном интервале скважины, град; Θ_k и α_k – то же для конечных углов интервала, град; L – длина интервала скважины, м.

Если скважина искривляется с постоянной интенсивностью и только в апсидальной плоскости, то ее ось представляет собой дугу окружности радиусом R , величина которого может быть определена по формуле

$$R = 57,3/i. \quad (7.3)$$

Следует отметить, что интенсивность азимутального искривления существенно зависит от зенитного угла скважины и при малых зенитных углах может достигать весьма значительных величин, а это не дает полного представления о положении скважины. Для оценки общего искривления служит угол пространственного искривления φ , показанный на рис. 7.3. В случае, если бы скважина, имеющая в точке A зенитный угол Θ_n и азимут α_n , не искривлялась, то забой ее оказался бы в точке B , но за счет искривления фактически забой оказался в точке C , зенитный угол стал равным Θ_k , а азимут α_k . Угол BAC и является углом пространственного искривления. Величина его аналитически определяется по формуле

$$\varphi = \arccos [\cos \Theta_n \cdot \cos \Theta_k + \sin \Theta_n \cdot \sin \Theta_k \cdot \cos(\alpha_k - \alpha_n)]. \quad (7.4)$$

С достаточной степенью точности этот угол может быть определен по формуле М.М. Александрова

$$\varphi = [\Delta\Theta^2 + (\Delta\alpha \cdot \sin \Theta_{cp})^2]^{0.5}, \quad (7.5)$$

где $\Delta\Theta$ и $\Delta\alpha$ – соответственно приращения зенитного и азимутального углов на интервале, град; Θ_{cp} – средний зенитный угол интервала, град.

Интенсивность пространственного искривления i_φ определяется по формуле

$$i_\varphi = \varphi/L, \quad (7.6)$$

где L – длина интервала, для которого определен угол пространственного искривления, м.

Величина i_φ не может быть больше интенсивности искривления для тех или иных средств направленного бурения, определяемых их технической характеристикой.

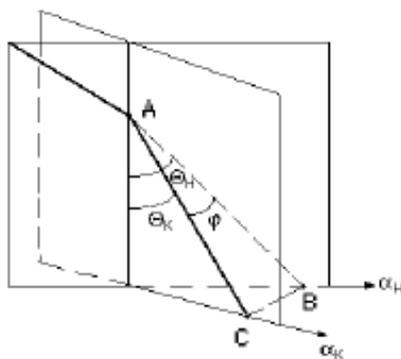


Рис. 7.3. Угол пространственного искривления скважины

Кроме указанных величин направленные скважины характеризуются величиной отхода (смещения) S и глубиной по вертикали h . Отход – длина горизонтальной проекции прямой, соединяющей устье и забой скважины. Глубина по вертикали – длина вертикали, соединяющей устье с горизонтальной плоскостью, проходящей через забой скважины (рис. 7.2).

Системы определения местоположения ствола скважины следующие:

Depth Reference Systems:

- Mean Sea Level, MSL – постоянная величина, относительно уровня моря;
- Rotary Table Elevation, RTE – в процессе бурения, относительно стола ротатора;
- 20" Wellhead Housting- в процессе эксплуатации, относительно устья скважины.

The depth of any point:

- Along Hole Depth (AHD) – глубина по стволу;
- True Vertical Depth (TVD) – глубина по вертикали.

Planning the profile of the well (рис. 7.4):

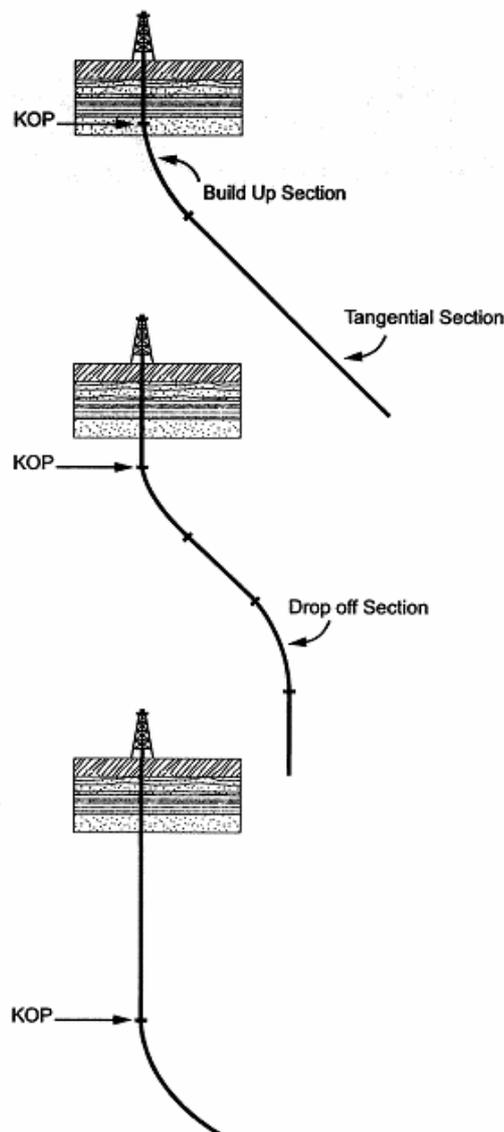


Рис. 7.4. Тип профиля скважины

Параметры, определяющие Wellpath – траекторию ствола скважины следующие:

- глубина начала отклонения;
- темп наращивание и снижения (падения) зенитного угла и агимута: интенсивность искривления на плоскости и в пространстве;
- зенитный угол скважины или требуемый угол входа в пласт.

The Kickoff Point (KOP), это – измеренная по стволу глубина, в которой начинается изменение в наклоне скважины (начало участка искривления) и скважина ориентируется в специфическом направлении.

Buildup Rate (BUR) and Drop Off Rate (DOR), это величина (в градусах наклона), по которой скважина отклоняется от вертикали (обычно измеряемого в градусах на 100 футов). 1 и 3 градуса на 100ft скважины.

Dogleg severity – интенсивность искривления.

Tangent (or Drift) Angle, это наклон (в градусах от вертикали) прямой секции скважины, после наращивания угла, угол входа в продуктивный пласт.

Факторы, влияющие на планирование траектории ствола скважины следующие:

Общие:

- размещение объекта;
- размер и форма объекта;
- поверхностное размещение (размещение буровой установки);
- подповерхностные препятствия (смежный wells, повреждения и т. д.).

Для геометрии конструкции скважины:

- обсадные колонны и программы бурового раствора;
- геологическая секция.

Отклонение скважин от проектного положения может происходить вследствие неправильного заложения оси скважины при забуривании или искривления в процессе бурения. В первом случае имеют место причины субъективного характера, которые могут быть легко устранены. Для этого необходимо обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины; горизонтальность стола ротора, прямолинейности ведущей трубы, бурильных труб и УБТ согласно техническим условиям.

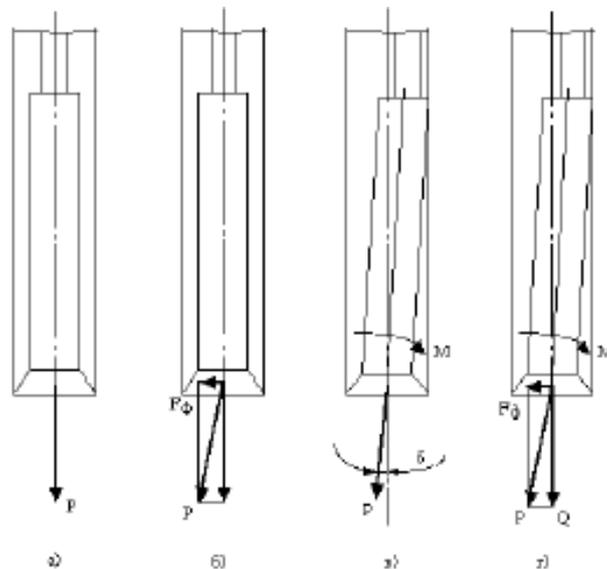


Рис. 7.5. Механизм искривления скважины

Во втором случае действуют объективные причины, связанные с неравномерным разрушением породы на забое скважины. Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая.

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует (рис. 7.5, а). В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что, однако, трудно достижимо.

2. Все силы приводятся к равнодействующей, направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует (рис. 7.5, б). Под действием боковой составляющей равнодействующей силы происходит фрезерование стенки скважины, а следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической скорости бурения и

других факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной проработки скважины.

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту относительно его центра (рис. 7.5, в). Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется некоторый угол δ , в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота, ось скважины представляет собой плавную линию близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы.

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту (рис. 7.5, г). В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки скважины и наклонного положения инструмента относительно оси скважины.

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, не все из которых известны. Все они условно могут быть подразделены на три группы – геологические, технологические и технические.

7.1. Общие закономерности искривления скважин

Анализ искривления скважин показывает, что оно подчиняется определенным закономерностям, но для разных месторождений они различны и могут существенно отличаться. Однако можно сформулировать следующие общие закономерности искривления.

1. В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, перпендикулярное слоистости горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность искривления снижается (рис. 7.6).
2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления.

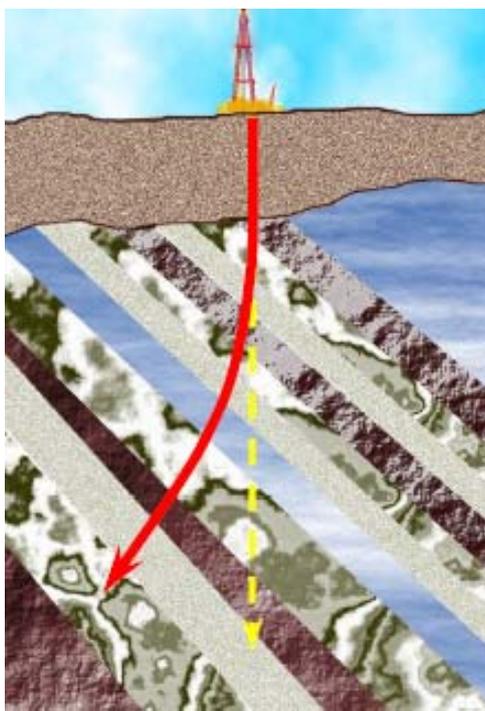


Рис. 7.6. Изменение направления скважины в крест слоистости горных пород

3. Места установки центрирующих элементов и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления.
4. Увеличение жесткости инструмента уменьшает искривление скважины, поэтому скважины большего диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.
5. Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение частоты вращения колонны бурильных труб – к снижению искривления.
6. Направление и интенсивность азимутального искривления зависят от геологических факторов.
7. Абсолютная величина интенсивности азимутального искривления зависит от зенитного угла скважины. С его увеличением интенсивность азимутального искривления снижается.

7.2. Измерение искривления скважин

В процессе бурения необходим постоянный контроль за положением оси скважины в пространстве. Только в этом случае можно построить геологический разрез и определить истинные глубины залегания продуктивных пластов, определить положение забоя скважины и обеспечить попадание его в заданную проектом точку. Для этого необходимо знать зенитные и азимутальные углы скважины и глубины их измерений. Такие замеры производятся с помощью специальных приборов, называемых инклинометрами.

По способу измерения и передачи информации на поверхность инклинометры подразделяются на забойные, производящие измерения и передачу информации в процессе бурения, автономные приборы, опускаемые внутрь колонны бурильных труб и выдающие информацию только после подъема инструмента, и инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле или тросе.

В первом случае информация от забойных датчиков по каналу связи передается на поверхность, где и расшифровывается. В настоящее время используются как проводные, так и беспроводные каналы связи. Проводной канал связи широко используется с электробурами, так как в этом случае возможна передача сигнала с забоя по силовому кабелю. На этом принципе работает телесистема СТЭ. Существуют системы с встроенными в каждую бурильную трубу кабелями, соединяемые разъемами, линии с индукционной связью и линии из цельного сбросового кабеля. Такие линии связи обеспечивают высокую передающую способность, но они достаточно дороги, осложняют спуско-подъемные операции, имеют низкую стойкость из-за износа кабеля, создают помехи при ликвидации обрывов бурильных труб.

К беспроводным каналам связи относятся гидравлический, электрический, акустический и некоторые другие. В гидравлическом канале информация передается по промысловой жидкости в виде импульсов давления, частота, фаза или амплитуда которых соответствует величине передаваемого параметра. Беспроводный электрический канал связи основан на передаче электрического сигнала по породе и колонне бурильных труб. Однако в этом случае с увеличением глубины скважины происходит значительное затухание и искажение сигнала. На этом принципе работает система ЗИС-4 и ее модификации.

Другие каналы связи пока не находят широкого применения.

Забойные инклинометрические системы позволяют постоянно контролировать положение скважины в пространстве, что является их бесспорным преимуществом. Кроме замеров зенитного угла и азимута с помощью таких систем одновременно измеряются непосредственно на забое скважины и другие параметры процесса бурения, а также характеристики проходимых пород. Однако применение телеметрических систем существенно увеличивает себестоимость работ.

Автономные инклинометры опускаются внутрь колонны бурильных труб и производят измерение зенитного угла и азимута в процессе бурения, но информация на поверхность не передается, а хранится в памяти прибора и считывается из нее после подъема колонны бурильных труб. Разрешающим сигналом для замера является, как правило, остановка процесса бурения, а при бурении инклинометр отключается. За один спуск инструмента может быть произведено до 50 замеров в зависимости от типа инклинометра.

Наибольшее распространение в настоящее время у нас в стране получили инклинометры, опускаемые в скважину на кабеле. При их применении на замеры параметров искривления требуется дополнительное время, но такие инклинометры просты по конструкции и имеют низкую стоимость. По способу измерения азимута их можно подразделить на приборы для измерения в немагнитной среде, в которых азимут измеряется с помощью магнитной стрелки, и приборы для измерения в магнитной среде.

Таким образом, проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Телеметрическая система измерения параметров в процессе бурения – Measurement While-Drilling (MWD) (system)

MWD система (рис. 7.7) позволяет бурильщику собрать и передавать информацию от забоя ствола скважины на поверхность без прерывания процесса бурения. Информация может включать данные отклонения, petrophysical свойства пластов и данные бурения (WOB, torque).

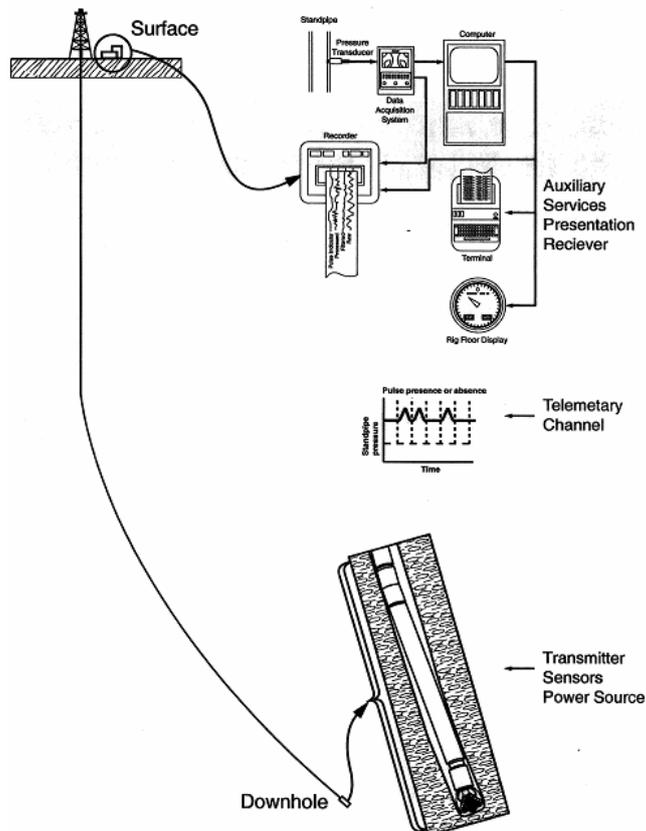


Рис. 7.7. MWD система

Датчики и оборудование передачи размещено в немагнитной УБТ в низу компоновки.

Канал передачи-буровой раствор. На поверхности сигнал декодирован и представлен бурильщику в соответствующем формате. Передающая система известна как телеметрия импульса бурового раствора и не вовлекает никакие wireline operation.

Все MWD системы имеют основные элементы:

- система в нисходящей скважине, которая состоит из источника питания, датчиков, устройства передачи информации и системы управления;
- телеметрический канал (колонка бурового раствора) через который импульсы передаются к поверхности;
- поверхностная система, которая обнаруживает импульсы, декодирует сигнал и представляет результаты (числовой дисплей, геологический каротаж).

Главное различие между MWD системами, метод, которым информация передается к поверхности – способ, которым созданы импульсы.

Negative Mud Pulse Telemetry (рис. 7.8): жидкость циркулирует через drillstring, клапан внутри MWD инструмента открывается и позволяет небольшим объемам бурового раствора утекать из бурильной колонны в annulus.

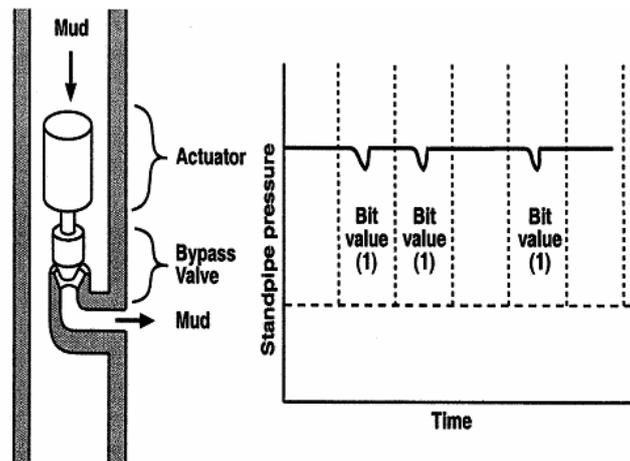


Рис. 7.8. Negative Mud Pulse Telemetry

Positive Mud Pulse (рис. 7.9): клапан внутри MWD инструмента периодически закрывается, создавая временное увеличение давления в напорной трубе.

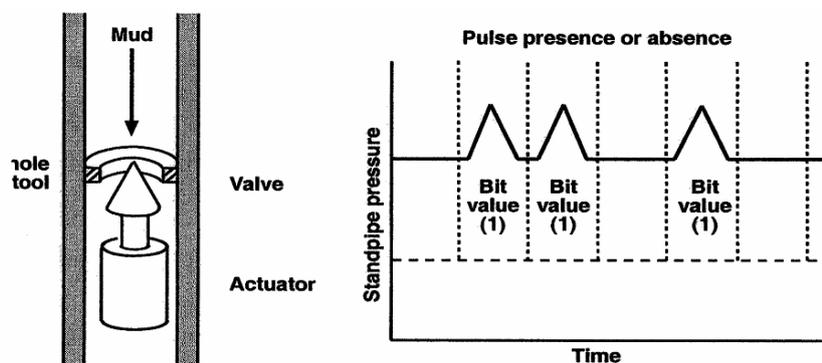


Рис. 7.9. Positive Mud Pulse Telemetry

Frequency Modulation (Mud Siren) (рис. 7.10): продолжительность волны основана на течении бурового раствора через вращающийся щелевидный диск, фазы этих непрерывных волн могут быть реверсивные, данные передаются как ряд фазовых изменений.

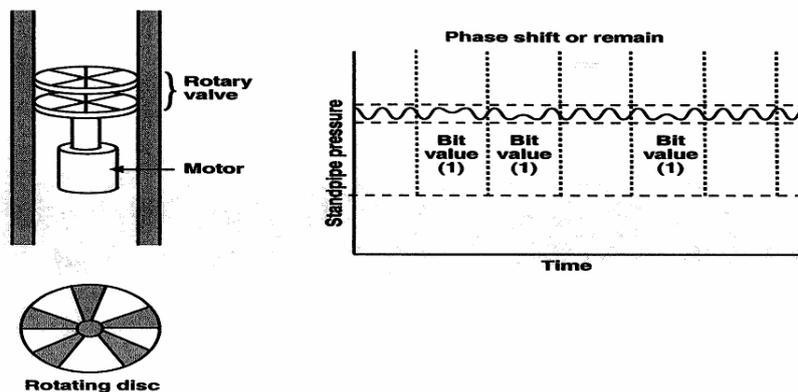


Рис. 7.10. Frequency Modulation Telemetry

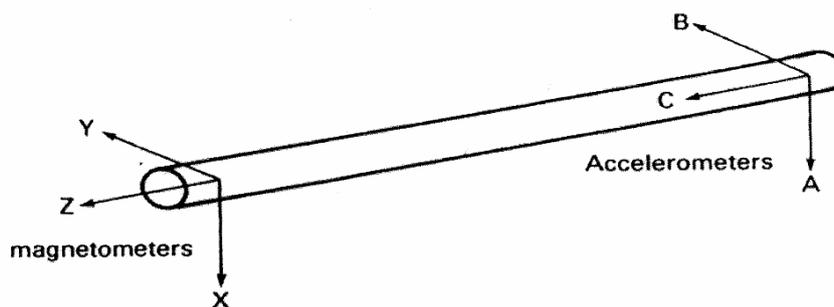


Рис. 7.11. Датчики MWD системы

Все MWD системы используют направленные датчики для вычисления наклона, азимута и нахождения корпуса инструмента. Пакет датчиков состоит из 3 ортогональных accelerometers и 3 ортогональных magnetometers (рис. 7.11).

7.3. Типы профилей и рекомендации по их выбору

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские – расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию. Далее рассматриваются только плоские профили.

Простейшим с точки зрения геометрии является двухинтервальный профиль (рис. 7.12, а), содержащий вертикальный участок и участок набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает максимальный отход скважины при прочих равных условиях, но требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению затрат средств и времени на бурение. Поэтому такой тип профиля в настоящее время применяется сравнительно редко и только тогда, когда имеет место значительное естественное искривление скважин в сторону увеличения зенитного угла.

Трехинтервальный тип профиля, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае (рис. 7.12, б) третий участок прямолинейный (участок стабилизации зенитного угла), в

другом (рис. 7.12, в) – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла. Трехинтервальные профили рекомендуется применять в тех случаях, когда центрирующие элементы компоновок низа бурильной колонны мало изнашиваются в процессе бурения (сравнительно мягкие, малоабразивные породы). Такие типы профилей позволяют ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали.

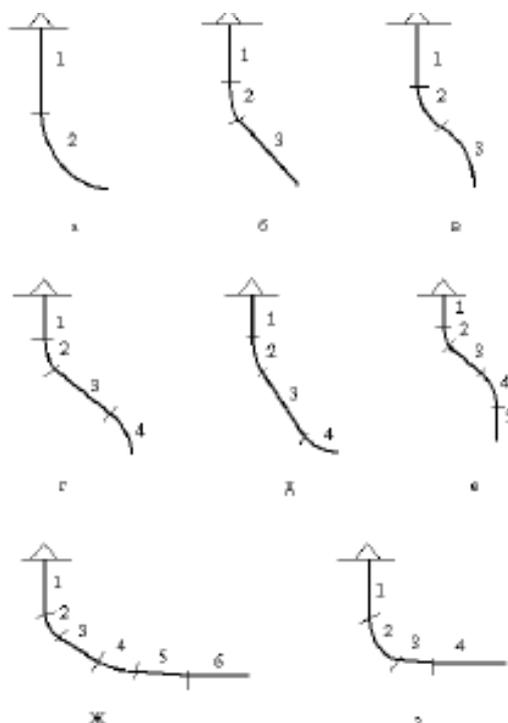


Рис. 7.12. Типы профилей скважин

Четырехинтервальный тип профиля (рис. 7.13, з) включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. Это самый распространенный тип профиля в Западной Сибири. Его применение рекомендуется при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины.

Редко применяемая на практике разновидность четырехинтервального профиля включает в себя четвертый интервал с малоинтенсивным увеличением зенитного угла (рис. 7.5, д), что обеспечивается применением специальных КНБК. Такая разновидность профиля дает достаточно большой отход скважины и вскрытие продуктивного пласта с зенитным углом скважины при входе в него равным $40...60^\circ$. Это позволяет увеличить приток нефти в скважину, однако реализация такого профиля технически затруднена.

При большой глубине скважины в четырехинтервальном типе профиля первой разновидности в конце четвертого интервала зенитный угол может уменьшиться до 0° , что при дальнейшем углублении скважины ведет к появлению пятого вертикального интервала (рис. 7.13, е).

Для обеспечения попадания ствола в заданную точку вскрытия продуктивного горизонта в реальной практике бурения, профиль скважины может содержать еще несколько дополнительных интервалов, например, набора зенитного угла, его стабилизации и т. д. Поэтому могут быть шести, семи, и более интервальные профили скважин.

Для всех рассмотренных профилей первый участок вертикальный. Ранее выпускались буровые установки, которые позволяли сразу забурить скважину под некоторым углом наклона. В настоящее время в ряде случаев с использованием современных установок наклонный ствол забуривается путем задавливания направления под зенитным углом $3...5^\circ$. Это позволяет значительно сократить затраты времени на ориентирование отклонителей в скважине, так как в наклонном стволе эта операция осуществляется намного проще.

В последнее время все большее распространение получает бурение скважин с горизонтальным участком ствола, что позволяет существенно повысить дебит скважин и нефтеотдачу пластов. В практике буровых работ США такие скважины по типу профиля делятся на четыре категории в зависимости от величины радиуса кривизны при переходе от вертикального участка к горизонтальному (большой, средний, малый и сверхмалый радиусы).

Скважины с большим радиусом кривизны имеют интенсивность искривления от 0,6 до 2 град/10 м. С указанными интенсивностями искривления бурится подавляющее большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири. Длина горизонтальной части ствола в этом случае может быть весьма значительной и определяется, главным образом, только сопротивлением продольному перемещению бурильной колонны. Такой тип профиля скважин наиболее подходит для морских месторождений, когда требуется обеспечить добычу из пласта, находящегося на большом расстоянии от платформы.

Интенсивность искривления при бурении со средним радиусом кривизны составляет от 2 до 6 град/10 м. Западными фирмами по такому типу профиля бурится подавляющее большинство скважин с горизонтальным участком ствола. Это обусловлено следующим:

- многие зоны осложнений могут быть разбурены вертикальным стволом и обсажены;
- длина интервалов применения отклонителей существенно меньше, чем для скважин с большим радиусом кривизны;
- точка забуривания искривленного ствола располагается ближе к точке вскрытия продуктивного горизонта, что повышает точность попадания в заданный круг допуска.

Однако проходка таких скважин требует специального инструмента, вписывающегося в принятый радиус кривизны.

Стандартный тип профиля со средним радиусом кривизны (рис. 7.13, ж) содержит наклонный прямолинейный участок 3, длина которого может меняться для обеспечения попадания ствола в заданную точку. Однако если накоплен значительный опыт бурения таких скважин, то этот участок может быть исключен (рис. 7.13, з). Интервалы 5 (рис. 7.13, ж) и 3 (рис. 7.13, з) имеют интенсивность искривления порядка 1 град/10 м и возникают самопроизвольно вследствие невозможности резкого перехода от криволинейного интервала к прямолинейному даже при применении стабилизирующих компоновок. Длина этих интервалов около 30 м.

При бурении с малым радиусом кривизны интенсивность искривления составляет от 4 до 10 град/м, при этом радиус кривизны находится в пределах от 6 до 15 м. Для бурения таких скважин используется специальный инструмент – гибкие бурильные трубы и УБТ, ведутся работы по созданию гибких забойных двигателей. Основное преимущество такого типа профиля – точный подход скважины к выбранному объекту эксплуатации. Однако при этом низка механическая скорость бурения, отсутствует серийная забойная аппаратура для контроля за положением ствола скважины, и сравнительно невелика длина горизонтального участка. Очевидно, что для более широкого внедрения такого типа профиля требуются дополнительные научные исследования и конструкторские разработки.

Для получения сверхмалых радиусов кривизны (от нескольких сантиметров до 0,6 м) используются высоконапорные струи воды, с помощью которых создаются стволы диаметром 40...70 мм. Этот метод пока применяют только в экспериментальных целях.

Скважины с горизонтальным участком ствола, сооружаемые в Западной Сибири, имеют комбинированный профиль. До кровли продуктивного пласта скважина бурится с интенсивностью искривления до 2 град/10 м (большой радиус кривизны по американской классификации). Зенитный угол скважины доводится при этом до 60...65°. В продуктивном пласте интенсивность искривления ствола составляет 8...10 град/10 м, и зенитный угол доводится до 90°, а далее продолжается бурение горизонтального интервала длиной до 1000 м. Имеется опыт бурения таких скважин при радиусах кривизны 250...460 м.

7.4. Технические средства направленного бурения

Для искусственного искривления скважин в требуемом направлении используются различные технические средства, называемые отклонителями. При роторном бурении технические средства и технология искусственного искривления более сложны, поэтому чаще используются отклонители с забойными двигателями. Далее рассматриваются только такие отклонители. С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая сила, или между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента возникает некоторый угол перекоса. Зачастую эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-либо из них имеет превалирующее значение. При этом доказано, что для любой отклоняющей компоновки при отсутствии прогиба турбобура и разработки ствола скважины при любых соотношениях диаметров долота и турбобура, искривление ствола вследствие фрезерования стенки скважины в 4,84 раза больше, чем в результате асимметричного разрушения забоя. Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше.

В случае, если искривление происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины, то такие отклонители называются с упругой направляющей секцией, а если за счет перекоса инструмента – с жесткой направляющей секцией.

К наиболее распространенным отклонителям относится кривой переводник, показанный на рис. 7.14. Он представляет собой обычный переводник, присоединительные резьбы которого выполнены под углом друг к другу. Этот угол составляет от 1 до 4°.

Кривой переводник включается в компоновку между забойным двигателем и УБТ. В результате большой жесткости УБТ в забойном двигателе возникает изгиб, и на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила. Величина ее существенно зависит от длины и жесткости забойного двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями.

Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от угла перекоса резьб, геометрических, жесткостных и весовых характеристик компоновки, режима бурения, фрезерующей способности долота, физико-механических свойств горных пород, зенитного угла скважины. Поэтому она колеблется в широких пределах от 1 до 6 град/10 м., рис. 7.15.

Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет 40...45°. При необходимости достижения больших зенитных углов следует использовать укороченные или короткие забойные двигатели.

К бесспорным преимуществам кривого переводника относится его простота, однако при его использовании ухудшаются условия работы забойного двигателя за счет

упругой деформации, интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, породоразрушающий инструмент из-за наличия отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях.



Рис. 7.14. Кривой переводник

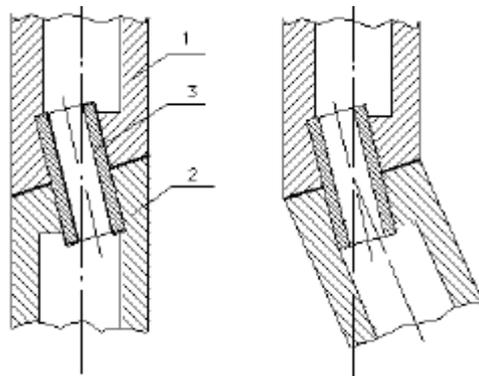


Рис. 7.15. Принципиальная схема кривого переводника с изменяющимся углом

Турбинные отклонители серии ТО (рис. 7.16) состоят из турбинной 1 и шпиндельной 2 секций. Корпуса секций соединяются между собой кривым переводником 3, позволяющим передавать осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, располагающихся под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром 4. Максимальный угол перекоса осей присоединительных резьб кривого переводника Ω может быть определен по формуле:

$$\Omega = 57,3(2l_1 - l_2)(D - d) / 2l_1, \quad (7.7)$$

где l_1 – расстояние от торца долота до кривого переводника, м; l_2 – расстояние от кривого переводника до верхнего переводника отклонителя, м; D – диаметр долота, м; d – диаметр турбобура, м.

Величина l_1 может быть определена из выражения

$$l_1 = 23,9 [(D - d) / i_{10}]^{0,5}, \quad (7.8)$$

где i_{10} – желаемая интенсивность искривления скважины, град/10 м.

Предельное значение величины l_2 , при которой не происходит прогиба турбобура, определяется по формуле

$$l_2 = 2,83 \cdot l_1. \quad (7.9)$$

Угол перекоса резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет $1,5^\circ$, а диаметр корпуса 172, 195 и 240 мм. Интенсивность искривления ствола при их применении доходит до 3 град/10 м.

Преимуществами турбинных отклонителей являются приближение кривого переводника к забою скважины, в результате чего искривление ствола имеет более стабильный характер, мало зависящее от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций (отклонители серии ОТС) позволяет увеличивать мощность и крутящий момент на долоте и применять такие отклонители в скважинах малого диаметра, т. е. там, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов.

Существенным недостатком турбинных отклонителей является малый моторесурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпиндельной и турбинной секций.

Этого недостатка в некоторой степени лишены шпиндель-отклонители (рис. 7.17), у которых кривой переводник 1 включен в разъемный корпус 2 шпинделя, а вал изготавливается составным, соединенным кулачковыми полумуфтами 3. Такая конструкция от-

клонителя позволяет разгрузить полумуфты от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбинными отклонителями. Шпиндель-отклонители можно эксплуатировать вместо обычного шпинделя с любым секционным турбобуром.

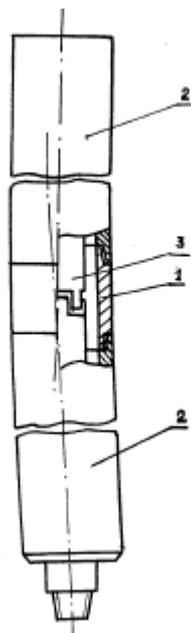


Рис. 7.16. Шпиндельный отклонитель

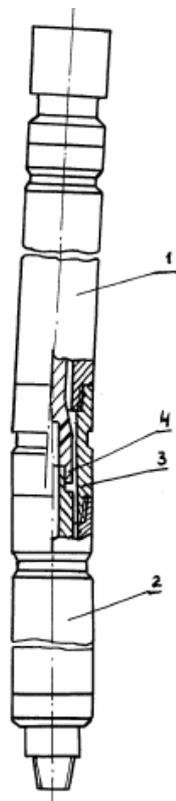


Рис. 7.17. Турбинный отклонитель

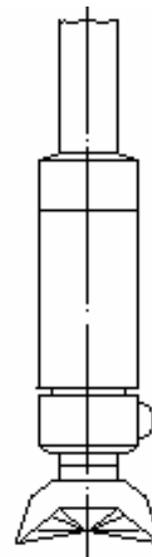


Рис. 7.18. Отклонитель с накладкой

Угол перекоса кривого переводника серийно выпускаемых шпиндель-отклонителей составляет $1^{\circ}30'$, а наружный диаметр – 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис. 7.18. В этом случае на шпинделе или корпусе забойного двигателя приваривается накладка. В результате на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила и происходит искривление скважины.

Радиус R искривления ствола может быть рассчитан по формуле

$$R = l / [2 \sin(\alpha + \varphi)], \quad (7.10)$$

при этом

$$\sin \alpha = h / l_2 \quad (7.11)$$

$$\sin \varphi = (d + 2h - D) / 2l_1 \quad (7.12)$$

где l – длина турбобура, м; h – высота накладки, мм; D – диаметр долота, мм; d – диаметр забойного двигателя, мм; l_1 – расстояние от торца долота до накладки, м; l_2 – расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

При применении отклонителей с накладкой искривления скважины наиболее стабильно по сравнению с другими отклонителями. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность отклонителя

с накладкой не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем. Однако следует отметить и существенный недостаток – «зависание» инструмента в процессе бурения в результате трения накладки о породу. В ряде случаев, особенно в крепких породах, отмечается снижение механической скорости бурения до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладки выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако проблема «зависания» сохраняется.

Разновидностью отклонителя с накладкой, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Он представляет собой накладку на шпинделе турбобура, опирающуюся на резиновую рессору. В случае «зависания» или заклинивания инструмента происходит прогиб рессоры, что способствует свободному прохождению отклонителя по скважине. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины.

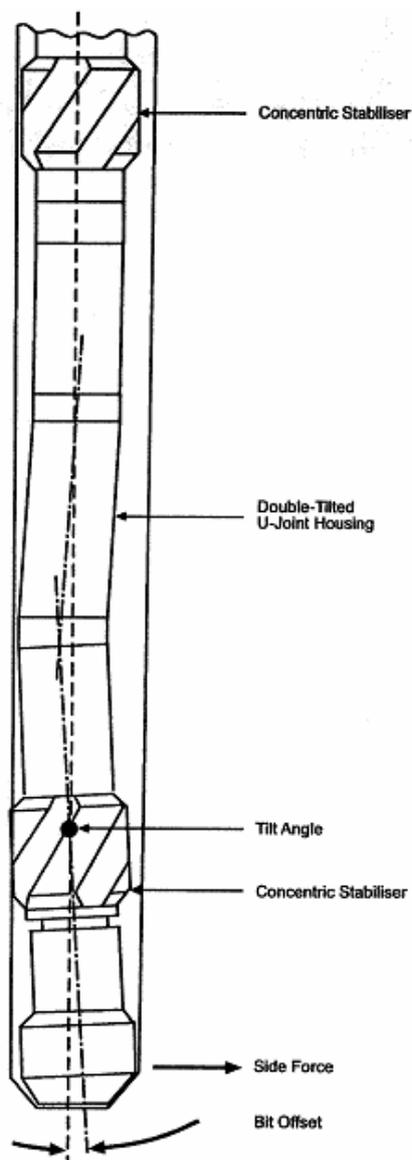


Рис. 7.19. Steerable Drilling System

Для повышения интенсивности и стабильности искривления в ряде случаев в компоновку низа буровой колонны включается два отклонителя, например, шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия отклонителей должны совпадать.

При применении всех описанных выше отклонителей после искривления скважины на требуемую величину производится замена компоновки независимо от степени износа породоразрушающего инструмента. Для сокращения затрат времени возможно бурение компоновкой с отклонителем с одновременным вращением колонны бурильных труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является отклонитель с эксцентричной накладкой, т. к. при использовании других отклонителей происходит быстрый износ забойных двигателей. При этом следует отметить увеличение диаметра скважины до 10 % от номинального.

Для регулирования интенсивности искривления в процессе бурения без подъема инструмента предложено несколько конструкций отклонителей.

Steerable Drilling System – система управления в процессе бурения (рис. 7.19), состоит из: долота; управляемого гидравлического забойного двигателя; стабилизатор и системы контроля направления, которая контролирует и передает к поверхности азимут скважины, наклон передней поверхности в режиме реального времени.

Компоненты:

(а) Буровое долото: рехшарошечные долота или долотами типа PDC, обычно PDC для уменьшения спуско-подъемные операции по его замене;

(б) Забойный двигатель: вращает только долото, возможность ориентированного бурения;

(с) Навигационная Sub-система: конвертирует забойный двигатель в Steerable-управляемый двигатель, наклоняя долото под predetermined углом;

д) Навигационные Стабилизаторы: направление движения компоновки;

(е) Система оценки (отслеживания): непрерывна информация о направлении бурения.

7.5. Бурение скважин с кустовых площадок

Кустовым бурением называют такой способ, при котором устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения. Впервые этот способ был применен в 1934 г. на Каспии, затем стал использоваться в Пермском нефтяном районе. Особенно бурное развитие он получил в Западной Сибири, где в настоящее время более 90 % объема бурения выполняется с кустовых площадок.

Бурение скважин кустовым способом имеет целый ряд существенных преимуществ. Прежде всего, это экономически выгодно, так как при этом значительно сокращаются затраты средств и времени на обустройство площадок под скважины, подъездных путей к ним и других коммуникаций, существенно уменьшаются затраты времени на вышкостроение, промысловое обустройство скважин, их эксплуатационное обслуживание и ремонт.

Кроме того, кустовое бурение выгодно и с экологической точки зрения, так как позволяет значительно уменьшить площадь земель, занимаемых под буровыми, а также снизить затраты на природоохранные мероприятия.

Однако широкое развитие кустового способа бурения потребовало разработки новых технологий направленного бурения, новых технических средств и оборудования.

7.5.1. Особенности проектирования и бурения скважин с кустовых площадок

Оптимальное направление движения станка (НДС), рис. 7.20, необходимо планировать.

При бурении скважин с кустовых площадок в связи с тем, что устья скважин располагаются близко друг к другу, возможны тяжелые аварии, связанные с пересечением стволов двух скважин. Для предотвращения этого явления при проектировании необ-

ходимо учитывать ряд дополнительных факторов. Основной принцип проектирования состоит в том, что в процессе бурения стволы скважин должны отдаляться друг от друга. Это достигается, во-первых, оптимальным направлением движения станка (НДС) на кустовой площадке, во-вторых, соответствующей очередностью разбуривания скважин и, в-третьих, безопасной глубиной зарезки наклонного ствола.

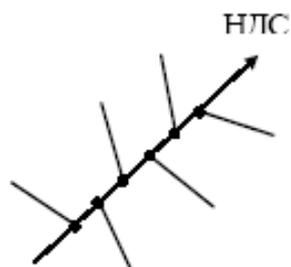


Рис. 7.20. Направление движения станка (НДС)

Наиболее оптимальным вариантом бурения с кустовой площадки является такой, при котором направления на проектные забои скважин близки к перпендикулярным по отношению к НДС, а совпадение НДС и направлений на проектные забои нежелательно и должно быть минимальным (рис. 7.20).

После определения НДС производится проектирование очередности бурения скважин. Она зависит от величины угла, измеряемого от НДС до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В первую очередь бурятся скважины, для которых этот угол составляет $120\dots240^\circ$ (*I сектор*), причем сначала скважины с большими зенитными углами (рис. 7.21).

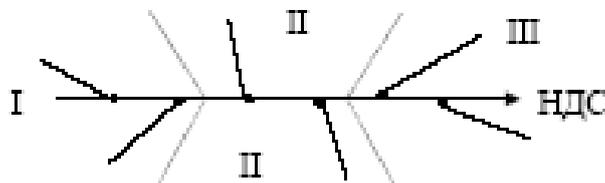


Рис. 7.21. Очередность разбуривания скважин с кустовой площадке

Во вторую очередь – скважины, горизонтальные проекции которых образуют с НДС угол, равный $60\dots120^\circ$ и $240\dots300^\circ$ (*II сектор*), и вертикальные скважины. В последнюю очередь бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами $0\dots60^\circ$ и $300\dots360^\circ$ (*III сектор*), причем сначала скважины с меньшими зенитными углами.

Глубина зарезки наклонного ствола при бурении скважин *I* и *II секторов* для первой скважины принимается минимальной, а для последующих – увеличивается. Во *II* секторе допускается для последующих скважин глубину зарезки наклонного ствола уменьшать только в том случае, если разность в азимутах забуривания соседних скважин составляет 90° и более. Для скважин *III* сектора глубина зарезки наклонного ствола для очередной скважины принимается меньшей, чем для предыдущей.

Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола для двух соседних скважин, согласно действующей инструкции [4], должно быть не менее 30 м, если разность в проектных азимутах стволов составляет менее 10° ; не менее 20 м, если разность азимутов $10\dots20^\circ$; и не менее 10 м во всех остальных случаях.

Непосредственно в процессе бурения для предотвращения пересечения стволов необходимо обеспечить вертикальность верхней части ствола. Даже небольшое искривление в $1\dots2^\circ$ на этом участке, особенно в направлении движения станка, может

привести к пересечению стволов. Для предотвращения искривления необходимо проверить центровку буровой вышки, горизонтальность стола ротора, прямолинейность всех элементов КНБК, соосность резьб.

В процессе бурения на план куста необходимо наносить горизонтальные проекции всех скважин. Однако истинное положение ствола может отличаться от расчетного. Это объясняется погрешностями при измерениях параметров искривления и ошибками графических построений. Поэтому зона вокруг ствола скважины с некоторым радиусом r , равным среднеквадратической ошибке в определении положения забоя, считается опасной с точки зрения пересечения стволов. Величина этого радиуса с достаточной степенью точности может быть принята равной 1,5 % текущей глубины скважины за вычетом вертикального участка, но не менее 1,5 м. Если в процессе бурения соприкасаются опасные зоны двух скважин, то необходимо замеры параметров искривления производить через 25 м проходки двумя инклинометрами и применять лопастные долота, что снижает вероятность повреждения обсадной колонны в ранее пробуренной скважине. Чаще же, как показывает практика, пересечение стволов возникает из-за неточностей в ориентировании и несвоевременных замерах параметров искривления.

8. ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

Наиболее распространенные виды осложнений – осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления.

8.1. Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины

Произведенные за последнее время исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины.

Обвалы, (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Горное давление при этом значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора. Характерные признаки обвалов (осыпей) – резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, *обильный* вынос кусков породы, интенсивное кавернооб-разование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны; иногда – выделение газа. Интенсивное кавернооб-разование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению механики скорости прохода.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

- 1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальный показатель фильтрации и максимально возможно высокую плотность;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) выполнение следующих рекомендаций:
 - а) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
 - б) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;
 - в) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
 - г) подавать бурильную колонну на забой плавно;
 - д) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
 - е) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
 - ж) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита).

В результате действия бурового раствора и его фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождению до забоя и часто к прихватам бурильного инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

- 1) бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) после приготовления глинистого раствора, отвечающего требованиям, указанным в п. 1, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при спуско-подъемных операциях;
- 4) выполнение рекомендаций б), в), г), д), е) и ж), перечисленных выше, как мер предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей).

Ползучесть происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород.

Характерные признаки ползучести – затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

- 1) разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными глинистыми растворами;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к нулю;
- 4) подъем при цементировании обсадных колонн цементного раствора в затрубном пространстве на 50...100 м и выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию);
- 5) при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, установка трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны.

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования – большие углы перегиба ствола скважины, большой вес единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой. Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно-направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба-проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразова-

ние происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14–1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

- 1) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;
- 2) стремление к максимальной проходке на долото;
- 3) использование предохранительных резиновых колец;
- 4) при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения обвалов (осыпей);
- 5) при бурении наклонно-направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах соблюдение отношения наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35...1,40;
- 6) колонну бурильных труб следует поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;
- 7) при заклинивании трубы надо сбивать вниз.

Желоба ликвидируют проработками ствола скважины в интервале их расположения. Одной из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов является взрыв шнуровых торпед (ТДШ).

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерный признак растворения соляных пород – интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях – потеря ствола скважины.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного насыщения бурового раствора солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения – бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солевых буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Использование многократной кавернометрии для оценки устойчивости горных пород. Многократная кавернометрия для оценки устойчивости горных пород широко применяется в практике бурения скважин на нефть и газ. Многократная кавернометрия позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность применяемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважин.

8.2. Предупреждение и борьба с поглощениями бурового раствора

Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения.

Основные причины поглощения бурового раствора. Поглощение промывочной жидкости объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и, во-вторых, характером объекта поглощения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы.

1. Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.).

2. Технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спуско-подъемных операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Исследования зон поглощений. Данные о строении поглощающего пласта, его мощности и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены различными методами исследований: гидродинамическими, геофизическими и с помощью отбора керн или шлама.

Методы предупреждения и ликвидации поглощений. В существующих методах предупреждения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции бурового раствора выделяются следующие основные направления: предупреждение осложнения снижением гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины; изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощений специальными цементными растворами и пастами; бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском обсадной колонны.

Различают три категории интенсивности поглощений: малой интенсивности (до 10...15 м³/ч), средней интенсивности (до 40...60 м³/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м³/ч).

Для борьбы с поглощениями бурового раствора широко применяют пакеры различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью:

- а) предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- б) возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;
- в) задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;
- г) определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- д) определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений бурового раствора, подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбуриваемые). Пакеры разового действия оставляются в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуриваются вместе с цементным мостом.

По принципу действия пакеры многократного действия делятся на гидравлико-механические, гидравлические и механические.

Весьма распространенными являются пакеры гидравлико-механического действия. В манжетном разбуриваемом пакере ТатНИИ разобщение осуществляется при помощи четырех манжет, укрепленных на одном полом дюралюминиевом стволе. Манжеты расположены так, что две средние из них образуют дополнительную камеру

самоуплотнения. Жидкость под давлением, попадая в камеру самоуплотнения, прижимает ее манжеты к стенкам скважины, что обеспечивает надежное разобщение ствола скважины при возникновении перепада давления в любом направлении.

В случае высокоинтенсивного поглощения возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т. п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения.

При бурении без выхода бурового раствора разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с буровым раствором. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса.

Экономически целесообразно бурить без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве бурового раствора. Для ликвидации интенсивных поглощений (более 200 м³/ч) прежде всего снижают их интенсивность путем намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т. п.). После намыва песка или забрасывания зоны поглощения инертными материалами ее заливают цементным раствором. После затвердения цемента скважину прорабатывают и затем начинают дальнейшее углубление.

Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, во ВНИИБТ были разработаны перекрывающие устройства. Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновая, нейлоновая, капроновый эластик, металлическая специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Сетчатая оболочка расширяется вследствие закупорки ее ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси. При твердении тампонажная смесь связывает оболочку с породой.

Известны и другие способы ликвидации высокоинтенсивных поглощений: спуск «летучки» (кассеты), замораживание зоны поглощения, изоляция зон поглощения с помощью взрыва и др. Но все они весьма трудоемки, не всегда дают положительный результат и поэтому применяются в буровой практике редко.

Крайняя мера борьбы с поглощением бурового раствора – спуск промежуточной обсадной колонны.

8.3. Предупреждение газовых, нефтяных и водяных проявлений и борьба с ними

Газо-, нефте- и водопро явления. В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины-возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового раствора, а потом воды или нефти. Получается водяной или нефтяной фонтан.

Выбросы бывают не только в результате проникновения газа в скважину под превышающим пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции глинистый раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа, при этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем боль-

ше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Вес столба уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможны выбросы. Выбросы могут возникать и при понижении уровня бурового раствора в скважине, которое *происходит* или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

Признаки начала газопроявлений следующие: а) выход на поверхность при восстановлении циркуляции пачек глинистого раствора, насыщенного газом; б) кипение в скважине при ограниченном поступлении из пластов газа, что может наблюдаться в случае незначительных величин вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора; в) слабый перелив раствора из скважины; г) повышение уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов (без добавления жидкости в циркуляционную систему); д) появление газа по показаниям газокаротажной станции.

В случаях, указанных выше, следует усилить промывку скважины, приостановить бурение или спуско-подъем до особого распоряжения и одновременно принять меры к дегазации раствора.

Чтобы предотвратить выброс, гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5...15 % выше пластового, в зависимости от глубины скважины. Избыточное давление на пласт достигается применением утяжеленных глинистых растворов. При утяжелении глинистого раствора обращают внимание на вязкость, сохраняя ее по возможности минимальной.

Однако нельзя ограничиваться только утяжелением глинистого раствора как мерой борьбы с выбросами газа, нефти или интенсивным переливом воды, так как выброс может быть неожиданным или начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий отрезок времени, а утяжеление растворов – операция длительная.

Для предотвращения уже начавшегося выброса необходимо немедленно закрыть скважину, что легко осуществить, если ее устье герметизировано специальным противовыбросовым оборудованием.

Противовыбросовое оборудование для герметизации устья скважин устанавливается на колонном фланце кондуктора и состоит из превенторов, переходных фланцевых катушек, задвижек, колонных головок и другой специальной арматуры.



Рис. 8.1. Плашечный превентор, внешний вид

Превенторы изготавливаются нескольких типов. При использовании плашечных превенторов скважины перекрываются сдвигающимися к центру плашками, выполненными из специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье сква-

жины устанавливается два превентора, оснащенных плашками, соответствующими наружному диаметру труб, которые находятся в скважине. Глухие плашки устанавливаются по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Закрывать плашки можно как ручным способом при помощи штурвала, так и с помощью гидравлического или электрического приводов. Конструкция плашек выполнена таким образом, что за счет давления, возникающего внутри скважины, образуется дополнительное усилие, способствующее еще большему уплотнению.

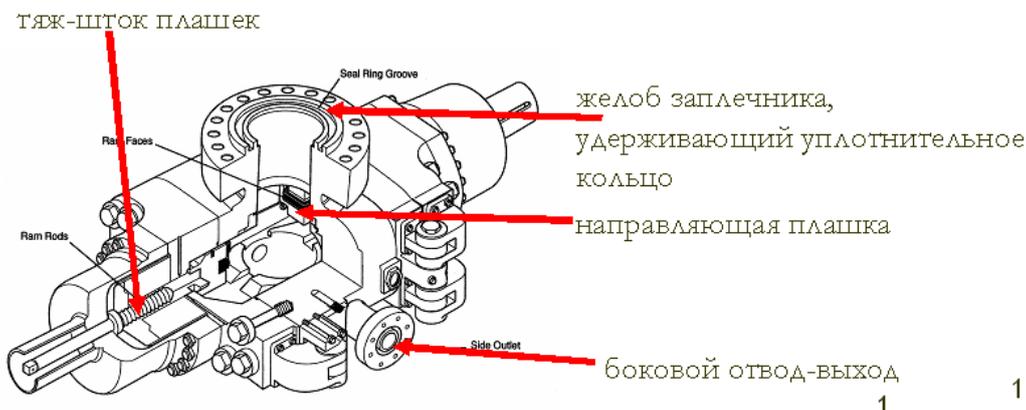


Рис. 8.2. Плашечный превентор, основные узлы

В универсальных превенторах ствол скважины перекрывается специальным резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе. В открытом состоянии уплотнение обеспечивает прохождение долота. Универсальные превенторы можно закрывать на трубах различного размера и вида (бурильных, УБТ и т. д.).

Вращающиеся автоматические превенторы предназначены для автоматической герметизации устья скважины в процессе бурения. Они позволяют вращать и расхаживать бурильную колонну при закрытом превенторе; выпускаются на рабочее давление 7,5 и 20 МПа.

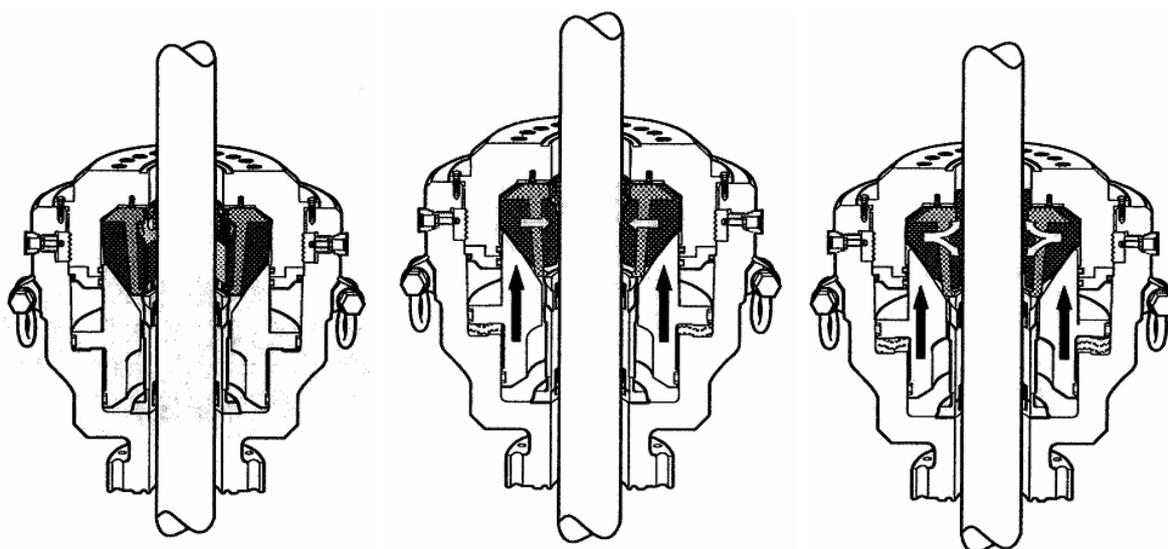


Рис. 8.3. Принцип работы универсального превентора

Для предупреждения газо-, нефте- и водопроявлений в процессе бурения, кроме утяжеления глинистого раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнить следующие основные мероприятия.

1. Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

2. Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы.

3. Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, чтобы обеспечить надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

4. При снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$) необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

5. Необходимо иметь запас раствора. На скважинах, в которых предполагается вскрывать зоны с возможными газонефте-проявлениями, а также продуктивные горизонты на вновь разведываемых площадях и объектах; на газовых и газоконденсатных месторождениях; на месторождениях с аномально высокими давлениями буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором.

6. Так как колебания давления при спуско-подъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

7. Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах глинистого раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной подачи насосов и при вращении бурильной колонны.

8. Если при подъеме бурильных труб уровень глинистого раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

9. Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При угрозе выбросов буровая бригада должна немедленно принять надлежащие меры:

1. В процессе бурения или промывки скважины:

а) не прекращая промывки, бурильщик поднимает колонну до выхода ведущей трубы и муфты верхней бурильной трубы из ротора и составляет ее на весу, надежно закрепив тормоз лебедки, после чего руководит работой остальных членов буровой вахты по закрытию верхнего плашечного превентора и наблюдает (после его закрытия) за давлением на его выкиде: при росте давления до максимальных пределов бурильщик переключает выходящий из скважины поток жидкости на отвод со штуцером большого размера;

б) после подъема колонны труб помощники бурильщика при помощи превентора перекрывают устье скважины; после герметизации устья жидкость из скважины через выкидные линии противовыбросового оборудования направляется в циркуляционную систему (амбар);

в) после закрытия превентора непрерывно измеряется плотность бурового раствора и ведется наблюдение за измерением уровня жидкости в приемных емкостях буровых насосов, при необходимости производится утяжеление раствора;

г) при промывке с противодавлением в случае повышения уровня жидкости в приемной емкости буровых насосов следует уменьшить диаметр штуцера для увеличения противодавления на вскрытые пласты, с тем чтобы прекратить повышение уровня жидкости в приемной емкости. При этом давление в кольцевом пространстве не должно превышать допустимых величин;

д) при возрастании давления на устье до сверхдопустимых величин закачка жидкости прекращается, выкидные задвижки закрываются и ведется наблюдение за давлением в скважине, при дальнейшем повышении давления необходимо снижать его, приоткрывая задвижку и одновременно подкачивая раствор в бурильные трубы;

е) если вынужденное снижение давления вызывает необходимость полностью открыть задвижки для фонтанирования скважины через отводы превентора, поток газа следует направить по выкидным линиям в сторону от буровой и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти;

ж) дальнейшие работы по ликвидации фонтанирования проводят по специальному плану.

2. При полностью извлеченной из скважины колонне буровая вахта закрывает превентор с глухими плашками и устанавливает герметизирующее устройство для спуска труб под давлением. Одновременно ведется контроль за давлением на устье скважины. Газонефтепроявления ликвидируются по специальному плану.

3. При подъеме или спуске бурильной колонны, а если проявления незначительны;

а) бурильщик устанавливает бурильную колонну на ротор и вместе с помощником присоединяет ведущую трубу с обратным или шаровым клапаном, после чего колонну приподнимают и закрепляют тормоз лебедки;

б) верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

в) закончив присоединение ведущей трубы, буровая бригада герметизирует устье скважины так, как это было сказано в пункте 1.

Б. Если газопроявления возникают внезапно, сопровождаясь выбросами, не позволяющими присоединить ведущую трубу:

а) верховой рабочий немедленно спускается с вышки;

б) бурильщик спускает бурильную колонну так, чтобы элеватор доходил до ротора, и оставляет ее на весу;

в) буровая бригада герметизирует устье скважины превентором в соответствии с п. 1, после чего в верхнюю замковую муфту ввинчивают шаровой или обратный клапан (в открытом положении), применяя приспособление для его открытия, а затем закрывают клапан и задвижки на выходе превентора;

г) буровая бригада присоединяет ведущую трубу к бурильной колонне;

д) запускают буровые насосы и направляют поток жидкости в колонну, одновременно бурильщик с помощниками приоткрывает задвижку на линии превентора в циркуляционную систему (через штуцер); эта операция проводится с постепенным увеличением подачи насосов до максимума с таким расчетом, чтобы количество жидкости, выпускаемой из скважины, соответствовало подаче ее насосами, контроль осуществляется по изменению уровня жидкости в приемных емкостях насосов, при этом давление под превентором не должно превышать допустимых величин (давления опрессовки колонны).

Между членами каждой вахты должны быть распределены обязанности на случай возникновения газонефтеводопроявления, которые должны быть указаны в аварийном расписании, вывешенном в культбудке. Буровой мастер должен устраивать учебные тревоги с каждой вахтой по плану ликвидации возможных аварий с регистрацией их проведения в специальном журнале. Контрольные учебные тревоги с буровыми вахтами должны проводить ИТР буровой организации и представители военизированной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов и анализировать результаты этих тренировок.

Иногда приходится прибегать к бурению под давлением. При этом помимо герметизации устья скважины требуется дополнительное оборудование – механизм для проталкивания бурильных или обсадных труб, замкнутая схема циркуляции (состоящая из герметизированных желобов, приемной и запасной емкостей), а также обязательно

наличие штуцерной батареи. Противодействие на пласт при бурении под давлением создается столбом глинистого раствора и сопротивлением в штуцере, устанавливаемом на конце выкидной линии, идущей от противовыбросового оборудования.

Иногда, в силу целого ряда обстоятельств, несмотря на принимаемые меры, при открытом фонтанировании нефти или газа возникают пожары. При начавшемся пожаре устье скважины необходимо освободить от оборудования и принять меры к тушению пожара с помощью водяных струй, создаваемых брандспойтами или струями отработанных газов реактивных двигателей, взрывами и т. п. Если заглушить фонтан перечисленными способами нельзя, то бурят наклонные скважины в зону притока газа, нефти, воды в ствол фонтанирующей скважины и под давлением через наклонные стволы закачивают утяжеленный глинистый раствор. В особенно тяжелых случаях при ликвидации открытых фонтанов нефти или газа прибегают к ядерным взрывам.

Грифоны и межколонные проявления. Под грифонами, происходящими в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин, следует понимать фонтанные газо-, нефте- и водопроявления вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или по контакту цемент-порода, за пределами устья скважины. Фонтанные нефте-, газо- и водопроявления в кольцевом пространстве, между эксплуатационной и технической колонной, а также между технической колонной и кондуктором обычно называют межколонными проявлениями. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимно связаны и обуславливают друг друга.

По причинам возникновения все случаи грифонообразования, а также межколонных проявлений связаны с некачественной изоляцией высоконапорных пластов, необоснованно выбранной глубиной спуска кондуктора и низким качеством его цементирования. Эти причины, а также негерметичность обсадных колонн могут привести к прорыву пластовой жидкости и газа на поверхность и образованию грифонов у устья скважины.

Для предотвращения грифонов и межколонных проявлений необходимо: спустить кондуктор с учетом перекрытия пластов, по которым может произойти прорыв пластовой жидкости (газа) на поверхность, и обеспечить качественное его цементирование с подъемом цементного раствора до устья; обеспечить качественное крепление скважины промежуточными и эксплуатационной колоннами с обязательным подъемом цемента до башмака предыдущих колонн.

Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывает тяжелые последствия. На ликвидацию грифонов затрачивается много времени и средств. В ряде случаев работы по ликвидации грифонов заканчиваются гибелью скважин.

Вместе с тем, при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этого осложнения.

Для борьбы с действующими грифонами, образовавшимися при проводке скважин, следует осуществлять форсированный отбор жидкости и газа на соседних скважинах, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится).

В случае когда в результате действия грифона доступ к устью бурящейся скважины закрыт, для ликвидации фонтана (грифонов) бурят наклонно-направленные скважины.

8.4. Расчет основных показателей для ликвидации нгвп

Первичный контроль (без использования ПВО) в процессе бурения скважины может быть утерян из-за:

- Давление в зоне, которая бурится, выше чем предсказанное геологами. В этом случае вес промывочной жидкости, который запланирован, слишком низок и поэтому давление в стволе скважины будет меньше чем пластовое;
- Давление столба промывочной жидкости уменьшается по некоторым причинам, при этом давлений в стволе скважины станет ниже чем пластовое давление.

Соответственно, давление на забое скважины зависит от плотности бурового раствора и высоты столба (рис. 8.4).

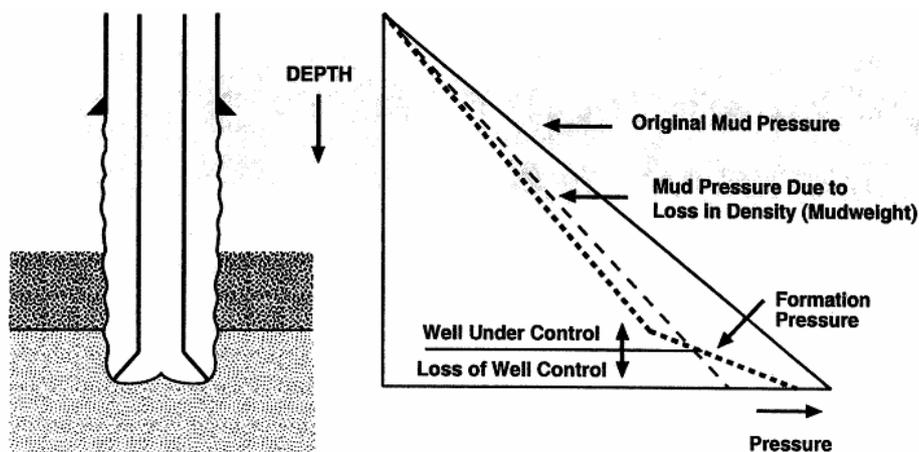


Рис. 8.4. Причины НГВП

Плотность бурового раствора всегда проектируется на 7...10 % (200...300 psi) больше пластового давления при использовании обычной технологии бурения скважины.

Причины снижения плотности бурового раствора и высоты столба промывочной жидкости следующие:

- **Уменьшение плотности бурового раствора:**
 - *удаление твердой фазы, Solid removal:* горная порода разрушенная при бурении поступает на поверхность и удаляется из бурового раствора с помощью специального оборудования, если оборудование подобрано неправильно, то удаляются и твердые добавки в буровой раствор – утяжелители бурового раствора (Барит), поэтому, оборудование для очистки бурового раствора должно быть спроектировано таким образом, чтобы удалялся только буровой шлам, соответственно, если Барит удален, то необходимо восстановить буровой раствор прежде чем закачать его в скважину;
 - *разжижение бурового раствора (обводнение), Excessive dilution of the mud:* в процессе подготовки (наработки) бурового раствора, для изменения его показателей используются хим. реагенты и вода, при этом возможно уменьшение содержание твердой фазы в буровом раствора, возможно так же и поступление в раствор в процессе бурения пластовых вод, что так же уменьшает его плотность;
 - *загазирование бурового раствора, Gas cutting of the mud:* при проникновении газа из пласта в буровой раствор приводит к уменьшению его плотности;
- **Уменьшение высоты столба бурового раствора:** (в процессе бурения скважины объем бурового раствора закаченный в скважину должен быть равен объему поступающему из скважины, при этом, при остановке насоса жидкость не должна поступать из скважины):
 - *спуско-подъемные операции (СПО):* уровень столба бурового раствора будет падать при извлечении труб в процессе проведения СПО, соответственно, давление на забое скважины будет уменьшаться, что может привести к НГВП, ствол скважины должен постоянно заполняться при извлечении из него труб, при этом, объем труб, извлеченных из ствола скважины должен быть замещен эквивалентным объемом бурового раствора;
 - *поршневое тертание, Swabbing:* процесс, при котором пластовая жидкость поступает в ствол в процессе подъема drillstring, это возможно, когда долото

покрыто продуктами разрушения и создается поршень, соответственно, создается область низкого давления и пластовый флюид поступает в скважину – пульсация;

- потеря циркуляции бурового раствора вследствие неправильно рассчитанной плотности бурового раствора.

WARNING INDICATORS OF A KICK:

Primary Indicators of a Kick:

- Flow rate increase ($Q_{in} = Q_{out}$) – поток;
- Pit volume increase- объем в емкостях;
- Flowing well with pumps shut off – течение с выключенными насосами;
- Improper hole Fill-Up During Trips – несоответствие заполнения при СПО.

Secondary Indicators:

- Drilling Break- скорость бурения;
- Gascut mud – газ;
- Changes in pump pressure- изменение давления.

Interpretation of Shut-in Pressure

Когда произошел выброс и скважина была закрыта, давления в drillpipe и annulus на поверхности могут использоваться для определения:

- **the formation pore pressure;**
- **the mudweight required to kill the well;**
- **the type of influx.**

Чтобы определить пластовое давление, удельный вес жидкости глушения и тип притока, распределение давлений в системе должно быть ясно понято. Когда скважина «закрыта» давление на верху drillstring и в annulus не повысится до (рис. 8.5):

- давление в drillpipe плюс гидростатическое давление жидкости в drillpipe равно давлению в пласте;
- давление в annulus плюс гидростатическое давление жидкости в annulus равно давлению в пласте.

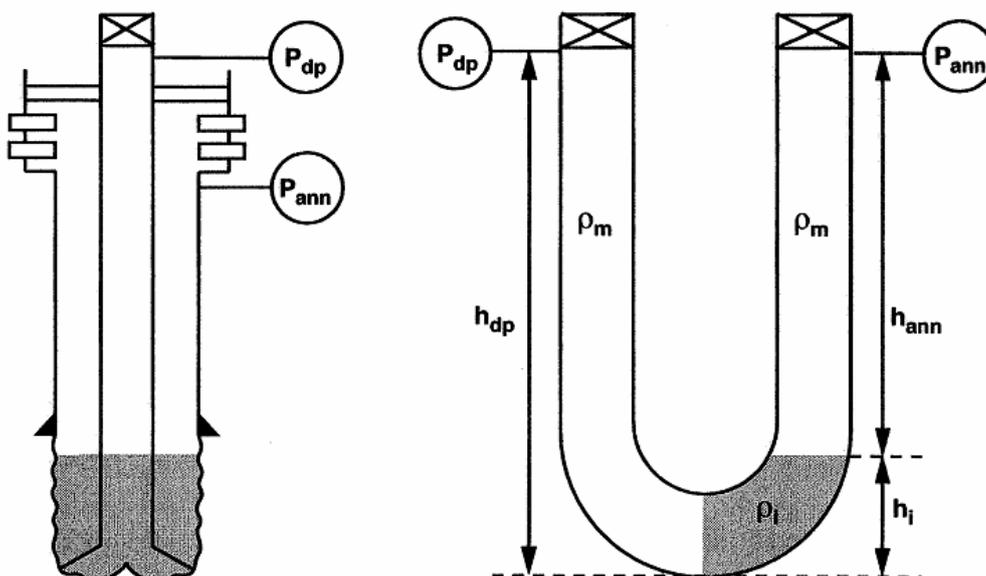


Рис. 8.5. Интерпретация давления в скважине при НГВП

Соответственно, равновесие системы при выбросе и закрытом устье выглядит следующим образом:

$$P_{dp} + \rho_m \cdot d = P_{bh}, \quad (8.1)$$

где P_{dp} - давление в закрытых бурительных трубах (psi); ρ_m = градиент давления промывочной жидкости (psi/ft); d = вертикальная высота столба промывочной жидкости (ft); P_{bh} = давление на забое ствола скважины (psi).

Если скважина находится в равновесии и нет увеличения в поверхностных давлениях, давление на забое должно быть равно поровому (пластовому) давлению:

$$P_{bh} = P_f. \quad (8.2)$$

Ситуация с давлениями можно интерпретировать с использованием U образной трубки (рис. 8.5). В затрубной части U-трубы давление на забое равно давлению на поверхности в затрубном пространстве и комбинации гидростатического давление промывочной жидкости и притока:

$$P_{ann} + h_i \cdot \rho_i + (d-h_i) \cdot \rho_m = P_{bh}, \quad (8.3)$$

где P_{ann} = давление закрытого annulus (psi); h_i = высота притока (футы); ρ_i = градиент давления притока (psi/ft).

При этом, вертикальная высота притока (h_i), может быть найдена по формуле:

$$h_i = V / A, \quad (8.4)$$

V = увеличение в емкостях (bbis)

A = область поперечного сечения-(bbls/ft)

Оба V и A , если открытый ствол, не будут известны точно, поэтому h_i может приниматься оценочно.

Соответственно, удельный вес промывочной жидкости для последующего глушения скважины (оригинальный вес) должен быть достаточно сбалансирован и превышать первоначальный удельный вес бурового раствора, на котором бурили скважину и получили выброс (НГВП), обычно данное превышение составляет 7...10 % или 200 psi по давлению на забое скважины.

Уравнение для расчета оригинального удельного веса бурового раствора следующее:

$$\rho_k = \rho_m + \left(\frac{P_{dp} - P_{ob}}{d} \right), \quad (8.5)$$

где ρ_k – вес промывочной жидкости для глушения скважины, (psi/ft); P_{ob} = перевешивающее давление (psi).

При этом, плотность пластовой жидкости (градиент притока) притока может быть определен из уравнения:

$$\rho_i = \rho_m - \frac{(P_{ann} - P_{dp})}{h_i}. \quad (8.6)$$

Соответственно, от градиента, рассчитанного от уравнения 8.6 тип жидкости может быть идентифицирован следующим образом:

Газ	0.075...0.150 psi/ft
Нефть	0.3...0.4 psi/ft
Соленая вода – Seawater	0.470...0.520 psi/ft

Например, если ρ_i найден, и приблизительно равен 0.25, это может указывать на смесь газа и нефти. Если характер притока не известен, обычно предполагается как газовый, так как это – наиболее серьезный тип проявления.

Методы ликвидации НГВП.

Существует два основных метода ликвидации НГВП: One Circulation Method и Drillers Method.

Сущность Drillers Method заключается в том, что первый приток нефтегазоводопроявления удаляется промывочной жидкостью с первоначальным удельным весом. Далее, после приготовления более тяжелого бурового раствора, в течении второй циркуляции данная промывочная жидкость замещается более тяжелой. Главное неудобство данного метода – время, необходимое, чтобы приготовить более тяжелую промывочную жидкость, в течении которого, есть шанс нового НГВП и миграции газа до поверхности, который расширяясь может порвать вышележащие пласты.

One Circulation Method преимущественнее, так как более безопасен, более прост и более быстр в реализации. В данном методе первоначальный буровой раствор сразу же заменяется более тяжелой промывочной жидкостью. Приток вытесняется под давлением промывочной жидкости поступающей по drillstring и замещается в annulus. Промывочная жидкость закачивается в drillstring при постоянной скорости, при этом давление в затрубном пространстве управляется на дросселе с учетом того, чтобы давление на забое не падало, препятствуя дальнейшему притоку флюида.

Основные преимущества метода, это:

- так как более тяжелая промывочная жидкость будет входить в annulus прежде, чем приток достигает поверхности, давление в затрубье будет сохраняться низким, уменьшая вероятность гидроразрыва пласта на башмаке преддущей колонны;
- максимум annulus давление будет только на wellhead – устье скважины в течение короткого времени;
- легче поддерживать постоянным bhp, настраивая дроссель.

Основные четыре стадии метода следующие (рис. 8.6):

1. Стадия, замещение в drillstring, тяжелой жидкостью глушения.

Жидкость подается с постоянной нормой расхода, дроссель открыт, при этом давление уменьшается поэтапно, регулярным приращениям. Как только тяжелая промывочная жидкость полностью заполняет drillstring, давление напорной трубы должно стать равным P_{c2} . Давление в annulus обычно увеличивает в течение первой стадии при уменьшении гидростатического давления, вызванного газовым расширением в annulus.

2. Вторая стадия, прокачка жидкости глушения в annulus, приток НГВП достигает дросселя.

Дроссель настроен, чтобы держать давление напорной трубы постоянный ($= P_{c2}$). Annulus давление изменится более существенно чем при 1 стадии, из-за двух эффектов:

- Увеличенное гидростатическое давление тяжелой промывочной жидкости, входящей в annulus, при этом будет уменьшать P_{ann} .
- Если приток газовый, расширение газа, при этом будет увеличивать P_{ann} , так как некоторая часть столба промывочной жидкости в кольцевом пространстве, заменяется газом, ведя к уменьшению в гидростатическом давлении в annulus. Соответственно, профиль annulus давления в течение второй стадии, зависит по характера притока.

Основной принцип этого метода – давление на забое скважины, P_{bh} поддерживается на уровне больше чем пластовое давление в течение всего процесса глушения, чтобы не допустить дальнейшего притока в скважину.

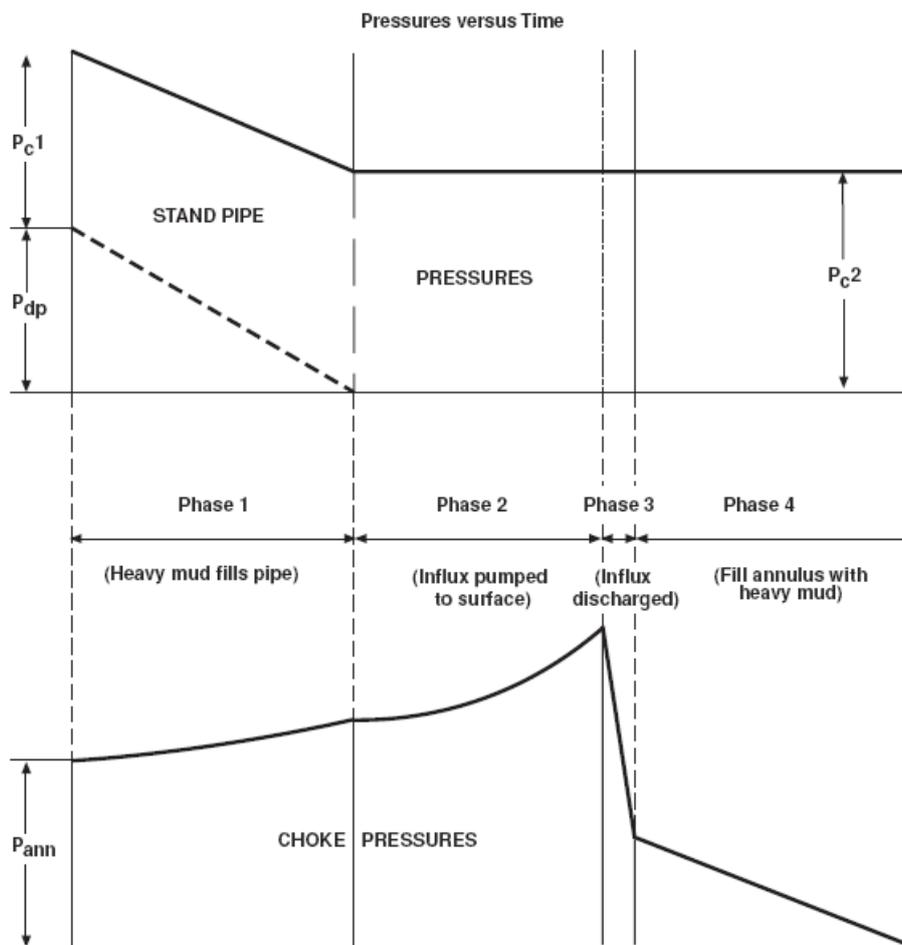


Рис. 8.6. Изменения давления при глушении с использованием технологии One Circulation Method

3. Третья стадия, весь приток пластового флюида удален из затрубного пространства. Гидростатическое давление в annulus увеличится. Поэтому, P_{ann} уменьшится. При этом давление напорной трубы должно остаться постоянным.
4. Стадия четыре, удаление всего притока пластового флюида и достижение поверхности тяжелой жидкостью глушения. В течение этой стадии вся первоначальная промывочная жидкость вытеснена из затрубного пространства и оно полностью заполнено тяжелой жидкостью глушения.

Если mudweight-удельный вес жидкости глушения был рассчитан правильно, затрубное давление будет равно 0 (нолю), и дроссель должен быть полностью открыт. Давление напорной трубы должно быть равно P_{c2} . Проверка того, что скважина заглушена, остановка насосов и закрытие дросселя. Давления в drillpipe и annulus должны быть 0 (ноль).

Если давления – не, ноль, необходимо продолжить закачку в скважину тяжелой промывочной жидкости.

Когда скважина заглушена, открывается кольцевой preventer, возобновляется процесс строительства скважины.

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ

9.1. Общие сведения

С углублением ствола скважины по мере необходимости проводят работы по его креплению. Понятие крепления скважины охватывает работы по спуску в скважину обсадной колонны и ее цементированию. Спущенная в ствол обсадная колонна – составной элемент конструкции скважины.

В понятие конструкции скважины включают следующие характеристики: глубину скважины; диаметр ствола скважины, который можно оценивать по диаметру породоразрушающего инструмента (долота, бурголовки и т. п.), применяемого для бурения каждого отдельного интервала, и уточнять на основе замеров профилометрии и кавернометрии; количество обсадных колонн, спускаемых в скважину, глубину их спуска, протяженность, номинальный диаметр обсадных колонн и интервалы их цементирования.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т. е. достижение запроектированной глубины и выполнение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине.

Конструкция скважины зависит от степени изученности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов. При ее разработке необходимо учитывать требования по охране недр и защите окружающей среды.

Определяющими факторами являются допустимая протяженность интервалов, где возможно бурение без крепления, и конечный диаметр ствола скважины или рекомендуемый диаметр последней (эксплуатационной) колонны.

Крепление скважины проводят с различными целями: закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород; изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу; разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью; разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов; образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости; создание надежного основания для установки устьевого оборудования.

На практике в глубокие скважины обычно спускают несколько обсадных колонн, которые различаются по назначению и глубине спуска (рис. 9.1):

1 – направление – служит для закрепления устья скважины и отвода изливающегося из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину 3...10 м;

2 – кондуктор – устанавливается для закрепления стенок скважины в интервалах, представленных разрушенными и выветрелыми породами, и предохранения водоносных горизонтов – источников водоснабжения от загрязнения, глубина спуска до нескольких сот метров;

3 – промежуточная колонна – служит для изоляции интервалов слабосвязанных неустойчивых пород и зон поглощения; промывочной жидкости; глубина спуска колонны зависит от местоположения осложненных интервалов;

4 – эксплуатационная колонна – образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром.

5 – *потайная колонна (хвостовик)* – служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает поверхности и размещается внутри расположенной выше обсадной колонны. Если она не имеет связи с предыдущей колонной, то называется «*летучкой*».

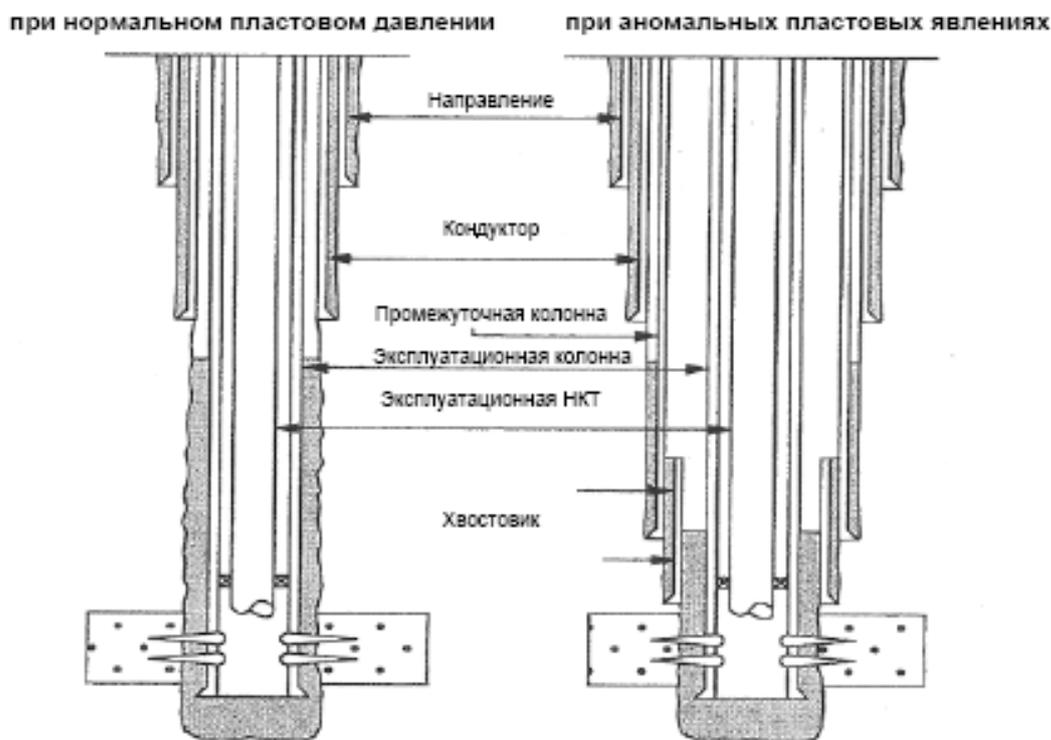


Рис. 9.1. Конструкция скважины

Спущенную обсадную колонну цементируют в стволе скважины по всей длине или в некотором интервале, начинающемся от нижнего конца колонны. Промежуточная колонна в отдельных случаях, когда имеется опасность чрезмерного ее износа при бурении нижерасположенного интервала, может быть съемной или проворачиваемой. В этом случае ее не цементируют.

При бурении скважин на морских акваториях с опорных или плавучих средств от водной поверхности к донному устью скважины устанавливают, подвешивают, водоизолирующую колонну, которая служит для подъема промывочной жидкости к поверхности и является направлением для бурильной колонны во время ее спуска в скважину.

9.2. Разработка конструкции скважины

В проекте строительства скважины разработка ее конструкции – очень ответственный раздел. От правильного учета характера нагружения, условий работы и износа колонн за период существования скважины зависит надежность конструкции. Вместе с тем выбранная конструкция предопределяет объем работ в скважине и расход материалов и поэтому существенным образом влияет на стоимостные показатели строительства и эксплуатации скважины.

Разработка конструкции скважины начинается с решения двух проблем (рис. 9.2): определения требуемого количества обсадных колонн и глубины спуска каждой из них; обоснования расчетным путем номинальных диаметров обсадных колонн и диаметров породоразрушающего инструмента.

Число обсадных колонн определяется на основании анализа геологического разреза в месте заложения скважины, наличия зон, где бурение сопряжено с большими

осложнениями, анализа картины изменения коэффициентов аномальности пластового давления и индексов поглощения, а также накопленного практического опыта проводки скважин. Результаты изучения конкретной геологической обстановки позволяют сделать выводы о несовместимости условий бурения и на этом основании выделить отдельные интервалы, подлежащие изоляции. По имеющимся данным строят график изменения *коэффициента аномальности* пластового давления k_a и *индекса давления поглощения* k_n с глубиной и на нем выделяют интервалы, которые можно проходить с использованием раствора одной плотности.

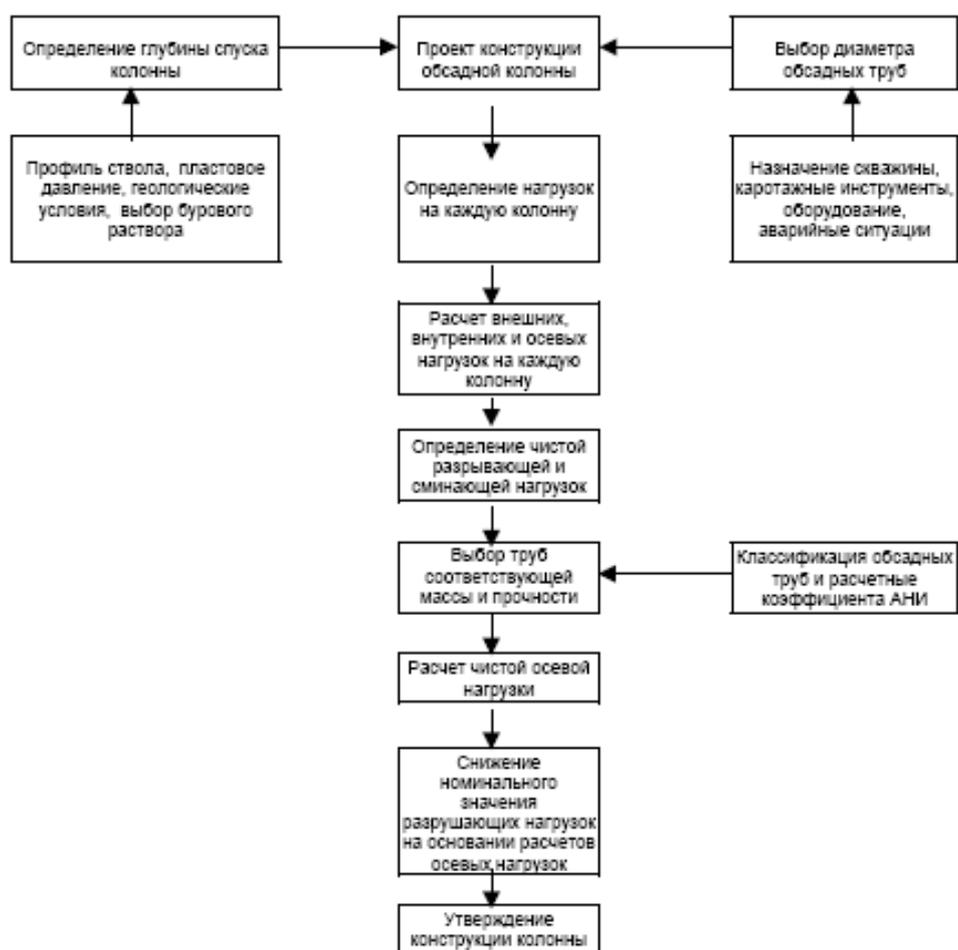


Рис. 9.2. Разработка конструкция скважины

В отдельных случаях, когда имеющихся геологических сведений недостаточно для обоснования количества колонн и у проектировщиков имеются серьезные опасения, что в скважине могут возникнуть непредвиденные осложнения, в конструкции первых поисковых и поисково-разведочных скважин может быть предусмотрена резервная колонна.

Глубину спуска каждой обсадной колонны уточняют с таким расчетом, чтобы ее нижний конец находился в интервале устойчивых монолитных слабопроницаемых пород и чтобы она полностью перекрывала интервалы слабых пород, в которых могут произойти гидроразрывы при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) в нижележащем интервале (рис. 9.3).

Определив число обсадных колонн и глубину их спуска, приступают к согласованию расчетным путем нормализованных диаметров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента. Исходным для расчета является либо диаметр эксплуатацион-

ной колонны, который устанавливают в зависимости от ожидаемого дебита скважины, либо конечный диаметр скважины, определяемый размером инструментов и приборов, которые будут использоваться в скважине.

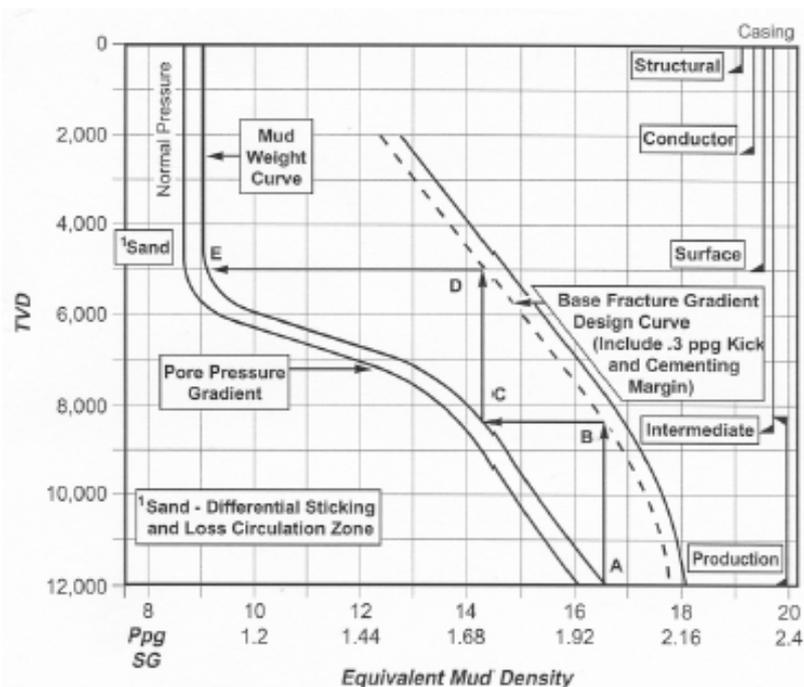


Рис. 9.3. Диаграмма глубины спуска обсадных колонн

По расчетному значению внутреннего диаметра в соответствии с размерами, указанными в ГОСТ 632, подбирают нормализованный диаметр обсадной колонны. Подобным образом повторяют расчет для каждой последующей колонны до самой верхней.

Если строительство скважины завершается без спуска обсадной колонны на конечную глубину, исходным является диаметр долота для конечного интервала.

9.3. Технические характеристики обсадных колонн

Когда конфигурация обсадной колонны (диаметр и глубина спуска колонн) определена, рассчитываются рабочие нагрузки на каждую колонну. Затем отбираются обсадные трубы соответствующих параметров, способные вынести прогнозируемые нагрузки. Обсадные трубы характеризуются следующими параметрами: длиной, наружным диаметром и толщиной стенки, массой единицы длины, типом соединений, маркой стали.

Промышленность производит трубы в широком ассортименте их технических характеристик. Подробная спецификация диаметров, масс и групп прочности, наиболее часто применяемых обсадных колонн была разработана АНИ (Американским Нефтяным Институтом). Большинство данных по параметрам обсадных колонн приведены в каталогах производителей и справочниках.

РАЗМЕРЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Под размером трубы понимают длину и внешний диаметр основной части трубы (а не ее концевое соединение). Диаметры варьируются от 114,3 до 1066,8 мм. Конфигурация обсадных колонн в конкретной области, как правило, является результатом сложившегося стиля работы и наличием труб определенного размера.

Стандарты и классификация длин труб определяется АНИ следующим образом:

Таблица 9.1

Диапазон	Длина	Средняя длина
(м)		(м)
1	5...7,5	6,75
2	7,5...10,5	9,5
3	10,5 и выше	12,75

Несмотря на то, что обсадные трубы должны соответствовать приведенным выше требованиям классификации АНИ, точную длину выдержать невозможно. Поэтому, когда колонну доставляют на буровую, необходимо производить замеры по длине. Замер длины трубы производят от верхнего края муфты до контрольной отметки на противоположном конце трубы (без учёта резьбы).

МАССА ОБСАДНЫХ ТРУБ

Трубы одного размера имеют различную *массу*. Масса обсадной трубы определяется как масса одного её метра, и отражает толщину стенки трубы. Например, труба диаметром 244,5 мм может иметь следующую массу:

Таблица 9.2

Масса	НД	ВД	Толщина стенки	Диаметр шаблона
кг/м	мм	мм	мм	мм
79,27	244,5	216,79	13,84	212,83
69,64	244,5	220,49	11,99	216,53
64,45	244,5	222,37	11,05	218,41
59,26	244,5	224,41	10,03	220,45

Несмотря на установленные АНИ строгие требования к размерам обсадных колонн, в производственной практике внутренний диаметр может незначительно варьироваться. С этой целью в спецификации указывается величина *диаметра шаблона* для каждой колонны. Это значение указывает на минимальный гарантированный внутренний диаметр трубы, что необходимо для определения соответствия ее внутреннего диаметра размерам оборудования для бурения или заканчивания скважины, например, проходной диаметр колонны 244,5 мм, массой 79,27 кг/м меньше диаметра долота 215,9 мм, поэтому данное долото невозможно использовать ниже уровня установки этой колонны. Если колонна массой 69,64 кг/м не выдерживает рассчитанных нагрузок, то потребуется колонна более высокой категории прочности. Величина проходного диаметра применяется для расчета пропускной способности обсадной колонны. Отметим, что для использования крупногабаритного оборудования существует возможность изготовления на заказ обсадных колонн с увеличенным внутренним диаметром.

ГРУППА ПРОЧНОСТИ МАТЕРИАЛА ОБСАДНЫХ ТРУБ

Промышленные материалы для изготовления обсадных труб классифицированы АНИ по группам прочности (маркам стали), каждая из них обозначается буквой и цифрой. Буква указывает на химический состав материала, а цифра – на его минимальный предел текучести. Например, труба марки N-80 имеет предел текучести 80000 фунтов/дюйм² (551 МПа), а K-55 – 55000 фунтов/дюйм² (379 МПа). Таким образом, марка стали обсадной трубы, указывает на ее прочность. DRILLING ENGINEERING CASING 7.

В дополнение к спецификации АНИ некоторые производители выпускают обсадные трубы других марок. В качестве обсадных колонн применяются как бесшовные, так и сварные трубы. Бесшовные обсадные трубы применяются наиболее широко, сварными являются только трубы категорий Н и J.

Таблица 9.3

Марка	Предел текучести		Предел прочности на растяжение	
	(фунтов/дюйм ²)		(фунтов/дюйм ²)	
	мин.		макс.	
H-40	40000	–	60000	
J-55	55000	80000	75000	
K-55	55000	80000	95000	
C-75	75000	90000	95000	
L-80	80000	95000	95000	
N-80	80000	110000	100000	
S-95	95000	–	110000	
P-110	110000	140000	125000	
V-150	150000	180000	160000	

СПОСОБЫ СОЕДИНЕНИЯ

Обсадные трубы соединяются при помощи резьбового соединения. По классификации АНИ соединения подразделяются на: *высокогерметичные, газонепроницаемые и уплотнение металл по металлу*. Трубы могут, имеют наружную и внутреннюю высадку с обоих концов, в случае безмуфтового соединения или соединяются при помощи муфт. На буровую трубы доставляют с уже навинченными на один конец муфтами. Соединение должно быть герметичным, однако предел его прочности может быть как выше, так и ниже, чем у трубы. Существует множество различных резьбовых соединений. Стандартные типы резьбовых муфтовых соединений (классификация АНИ):

- Соединение с короткой резьбой.
- Соединение с длинной резьбой.
- Трапециевидное резьбовое соединение «Баттрес».

Соединение с короткой резьбой (STC) имеет 8 ниток на дюйм. Соединение с длинной резьбой (LTC) отличается только удлиненной муфтой, что обеспечивает большую надежность и герметичность, чем короткое соединение. Трапециевидный профиль резьбы «баттрес» представляет собой разнобедренную трапецию. Все типы соединений API предполагают наличие резьбовой смазки для герметизации возможных зазоров между свинчиваемыми трубами.

Помимо классификации АНИ некоторые производители (например, Hydril, Vallourec, Mannesman) разработали и запатентовали собственные способы соединения. Эти типы соединений разработаны с целью отбора газа высокого давления. Данные виды соединений относят к типу металл по металлу, поскольку их поверхность обработана под втулку с одной стороны и штифт с другой, а соединение после свинчивания подвергается дополнительной нагрузке. Проведенный анализ показывает, что большинство утечек (80 %) происходит по причине некачественного соединения труб. Причин этому может быть несколько: – Чрезмерное усилие, допущенное при свинчивании – Загрязнение резьбовых соединений – Свинчивание не по резьбе – Использование неподходящей резьбовой смазки. – Заводской брак Перед началом бурения очередного интервала конструкция обсадной колонны должна быть проверена на герметичность. Большая часть брака при выполнении соединений может быть предупреждена при по-

мощи проведения грамотного техобслуживания и эксплуатации оборудования на буровой. Оптимальное усилие для свинчивания с использованием соответствующей резьбовой смазки – наиболее важные условия качественного соединения труб. Информация по оптимальному усилию при свинчивании труб предоставляется производителем.

УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ПОДВЕСКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Все обсадные колонны за исключением хвостовиков подвешиваются на устье скважины. При бурении на суше или с платформы, устье скважины находится прямо под уровнем пола буровой. При бурении с плавучего основания устье монтируется на дне моря. Устье на материке или на платформе состоит из системы колонных головок, установленных друг на друга. Четыре основные функции колонных головок обсадных колонн: – удержание обсадной колонны; – герметизация межтрубных пространств; – обеспечение доступа к межтрубному пространству; – соединение блока ПВО с обсадной колонной. После спуска колонны в скважину ее укрепляют на *подвеске обсадной колонны*, которая упирается в посадочный бурт на *колонной головке*. Подвески обсадных колонн должны проектироваться с учетом необходимости удерживать всю массу обсадной колонны и обеспечивать уплотнение между колонной и головкой.

КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ МУФТОВОГО ТИПА (рис. 9.4)

Процедура установки системы устьевого оборудования такого типа заключается в следующем:

- (а) Спуск и цементирование, либо забивание направляющей колонны. Обрезка трубы на уровне поверхности суши или, в случае добычи с морской платформы, палубы;
- (б) Бурение под кондуктор, спуск и цементирование кондуктора;

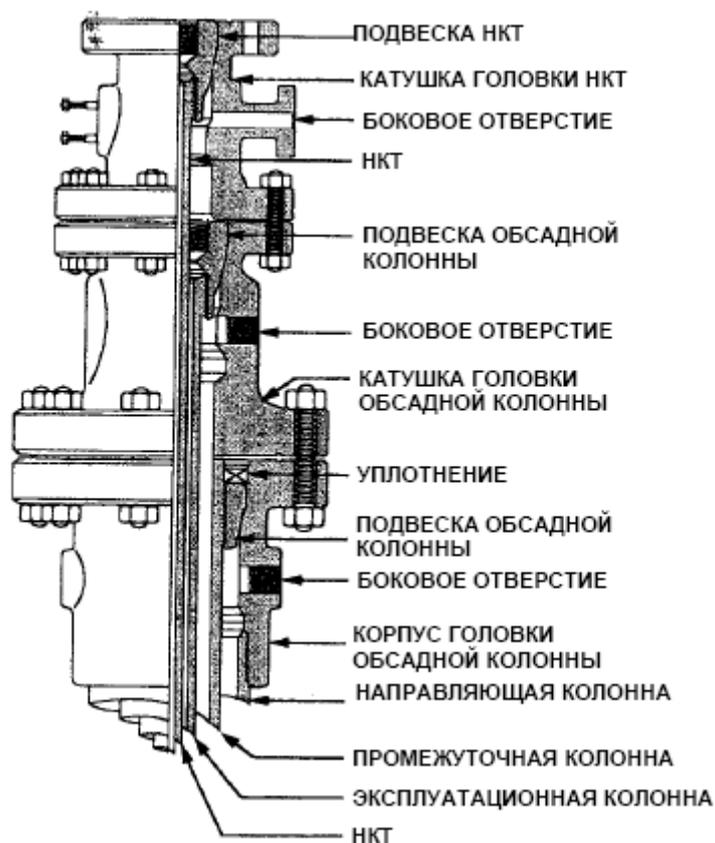


Рис. 9.4. Колонные головки муфтового типа

(в) Кондуктор обрезают чуть выше уровня направляющей колонны и на верхний край обсадной колонны навинчивают или приваривают колонную головку. Внутренний профиль такого корпуса имеет упорную поверхность, на которую устанавливается подвеска следующей обсадной колонны. В корпусе также имеется два боковых отверстия, обеспечивающих доступ к межтрубному пространству. Верхний борт корпуса является основанием для соединения с ПВО при необходимости бурения очередного интервала. Для обеспечения герметичности соединения корпуса с блоком ПВО применяется уплотнительное кольцо;

(г) Далее бурят промежуточный интервал скважины и спускают промежуточную обсадную колонну, подвеска которой упирается в колонную головку. Обсадная колонна цементируется. Блок ПВО демонтируют и устанавливают колонную головку, после чего сверху снова монтируют ПВО и приступают к бурению очередного интервала.

Процедуру установки головки повторяют для каждой спускаемой обсадной колонны. Процесс завершается монтажом фонтанной арматуры, позволяющей укрепить НКТ на устье. Проходной диаметр колонной головки каждой обсадной колонны должен превышать проходной диаметр предыдущей колонны. Перед установкой головки и началом бурения в нее устанавливают защитный рукав, называемый защитной втулкой, работающей на износ. Перед спуском очередной колонны втулку удаляют из головки. В завершение конструкции устья монтируется фонтанная арматура. Для уплотнения зазоров между фланцами катушек используют уплотнительные кольца в соответствии со стандартами АНИ. Давления опрессовки фонтанных арматур варьируются по значениям до 103,4 МПа.

Недостатки такого типа устьевого оборудования:

- Необходимость демонтажа ПВО перед установкой очередной колонной головки;
- Большие временные затраты на бурение;
- Большое количество соединений повышает вероятность утечек;
- Ограничение по высоте установки частей оборудования.

РАБОТЫ С ТРУБАМИ

Утечки из обсадной колонны часто происходят по причине повреждений резьбовых соединений, допущенных во время подготовительных и основных работ в процессе спуска. Кроме того, частая причина негерметичности обсадной колонны – установка труб, несоответствующих проекту. Такие трубы являются аварийно-опасным звеном обсадной колонны или ограничивают ее проходимость. Подобные ошибки дорого обходятся в плане материально-технических и временных затрат, поэтому правильное обращение с трубами во время подготовки и спуска обсадной колонны очень важно.

ПОДГОТОВКА ТРУБ

(а) После доставки труб на буровую их необходимо уложить в штабеля в порядке спуска в скважину. Эта процедура имеет особенное значение, если звенья колонны различаются по массе и группе прочности. Чтобы уложить трубы в штабеля в порядке спуска, их разгружают в обратном порядке.

(б) Следует проверить длину, группу прочности, массу и тип соединения каждого звена. Затем составляется сводная таблица длин труб. В случае повреждения резьбового соединения трубу вычеркивают из сводной таблицы. Таблица длин необходима буровому мастеру для подбора труб колонны таким образом, чтобы во время установки подвески обсадной колонны на устье направляющий башмак находился на заданной глубине.

(в) Пока трубы уложены в штабеля, необходимо проверить и очистить резьбовые соединения и муфты, а также прошаблонировать трубы по стандартам АНИ при помощи соответствующих шаблонов.

(г) Все действия с трубами до момента свинчивания производятся при установленных на соединения предохранителях резьб.

СПУСК КОЛОННЫ

(а) Перед спуском колонны в скважину может потребоваться предварительная проверка на отсутствие сужений и выступов в стволе, препятствующих продвижению обсадной колонны к забою.

(б) Перед спуском колонны необходимо проверить проходной диаметр каждой трубы.

(в) Трубы снимают с боковых мостков и временно помещают на площадку. Для затаскивания труб на буровую вышку используют специальный подъемный механизм.

(г) При спуске колонны обычно пользуются услугами специализированных фирм, направляющих на участок бригаду по спуску обсадной колонны:

верхового рабочего, направляющего обсадную колонну, и одного-двух нижних, для работы на гидроприводных ключах. Балкон буровой вышки устанавливается на высоте, позволяющей направляющему центрировать конец верхней трубы относительно муфты нижней, укрепленной на столе бурового ротора. Затем конец трубы опускают в муфту и обеспечивают соединение при помощи гидроприводных ключей, при этом необходимо соблюдать осторожность во избежание свинчивания не по резьбе. Для обеспечения герметичности следует обратить особое внимание на подбор резьбовой смазки. Важно также контролировать крутящий момент при помощи указателя на ключах. На конце труб с трапецеидальной резьбой имеется насечка в виде треугольника, выполняющая функцию контрольной отметки натяга (край правильно навинченной муфты должен достигать основания треугольника).

(д) После добавления труб в колонну увеличивается ее вес, что может потребовать использования сверхмощных клиновых захватов (спайдеров) и элеваторов.

(е) Если колонну опускать в ствол слишком быстро, под ней возникает пульсирующее давление, что увеличивает риск гидроразрыва пласта. В необсаженный ствол скважины спуск колонны производится со средней скоростью 300 метров в час. Если колонна оборудована направляющим башмаком с обратным клапаном, то по мере ее спуска в неё необходимо доливать буровой раствор. В противном случае она может принять плавучее состояние и даже смяться под давлением раствора в стволе.

(ж) По окончании спуска колонны, направляющий башмак должен располагаться на расстоянии 3...10 м. от забоя скважины с поправкой на расхождения по глубинам и скопления под ним бурового шлама.

(з) После спуска колонны на заданную глубину производят её цементирование. Методы установки обсадных колонн зависят от прогнозируемых сил, оказывающих воздействие на обсадные трубы после закачивания скважины. Эти силы могут быть результатом изменений пластового давления, температуры, плотности флюида, движений земной коры. Такое воздействие может вызвать сжатие или расширение обсадной колонны, при ее спуске, поэтому вышеприведенные факторы должны приниматься во внимание.

Существует 3 основных способа спуска и цементирования обсадной колонны:

- Спуск и цементирование обсадной колонны: не требует никаких действий по окончании процедуры цементирования, колонна просто спускается на спуско-подъемных крюках и цементируется;
- Спуск и цементирование обсадной колонны с последующим натяжением после затвердевания цемента: конструкцию подвергают дополнительному натяжению (помимо веса подвешенной колонны) с целью предотвращения продольного изгиба колонны в случае флюидопроявления высокой температуры. По окончании цементирования колонну подвергают дополнительным нагрузкам: во время проце-

дуры цементирования колонна подвешена на подвесном устройстве, после за- твердевания цемента колонну растягивают, создавая таким образом осевое напряжение. Степень напряжения зависит от прогнозируемой на основании ха- рактеристик флюида продольной нагрузки на колонну;

- Спуск колонны при сжатии: – третий способ может применяться в случае, если натяжение подвешенной колонны снижает предел ее прочности ниже минимально допустимого порога. В этом случае подвешенная колонна цементируется, а затем освобождается до тех пор, пока не будет достигнуто необходимое сжатие перед монтажом узла клиновых захватов и уплотнения.



Рис. 9.5. Технология спуска хвостовика

Хвостовики (рис. 9.5) спускаются в ствол на бурильных трубах, что позволяет за один цикл спустить, установить и зацементировать хвостовик. Подвеска хвостовика монтируется на его верхнем крае. Подвеска оснащена клиновыми захватами, которые фиксируются на внутренней поверхности предыдущей колонны. Захваты срабатывают механически (при помощи вращения буровой колонны) или гидравлически (при помощи разности давлений). Для герметизации затрубного пространства после цементирования на верхний край хвостовика устанавливают пакер.

Основные этапы спуска хвостовика:

- спуск хвостовика на бурильных трубах на заданную глубину;
- установка подвески хвостовика;
- промывка хвостовика буровым раствором;
- закачка и продавливание цементного раствора;
- установка пакера;

(е) демонтаж посадочного инструмента, промывка обратным потоком для очистки ствола и подъем инструмента на поверхность.

9.4. Компоновка обсадной колонны

Обсадную колонну собирают из обсадных труб либо одного номинального размера (*одноразмерная колонна*), либо двух номинальных размеров (*комбинированная колонна*).

Трубы подбирают в секции в соответствии с запроектированной конструкцией обсадной колонны.

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят дополнительные элементы: башмак, обратный клапан, заливочный патрубок, упорное кольцо, заливочную муфту, трубные пакеры, центраторы (фонари), скребки.

Башмак обсадной колонны (рис. 9.6) навинчивают на нижний конец первой (снизу) обсадной трубы и закрепляют сваркой. Он служит для предохранения нижнего торца обсадной колонны от смятия и для ее направления по стволу скважины в процессе спуска. Используются башмаки различной конструкции: простейшая представляет собой короткий отрезок стальной толстостенной трубы с фасками (наружной и внутренней) на нижнем торце. Такие башмаки устанавливают на обсадных колоннах большого диаметра, начиная с 351 мм.

Обычно в башмачное кольцо снизу вводят направляющую пробку. Она имеет конусообразную или сферическую форму и изготавливается из легко разбухающего материала: бетона, алюминия, дерева. Имеются пробки чугунные и стальные. Благодаря своей форме, пробка облегчает прохождение обсадной колонны на участках искривления ствола. В самом кольце башмака или в направляющей пробке делают боковые отверстия, через которые цементный раствор закачивается в затрубное пространство.

Обратный клапан (рис. 9.7) устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Имеются конструкции колонных башмаков, включающие обратный клапан. Обратный клапан служит для перекрытия пути поступления жидкости внутрь обсадной колонны.

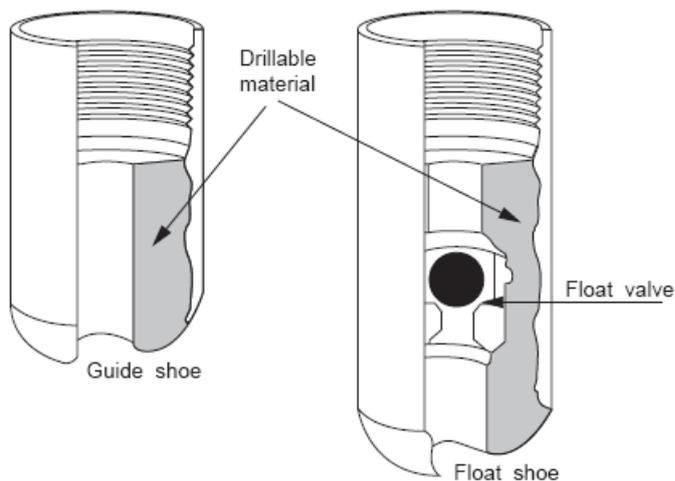


Рис. 9.6. Башмак обсадной колонны

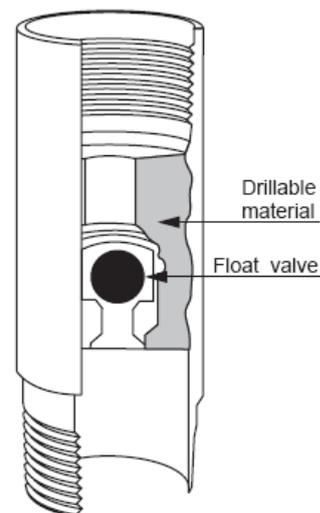


Рис. 9.7. Муфта с обратным клапаном

В зависимости от конструктивных особенностей обратные клапаны могут выполнять дополнительные функции: дифференциальный клапан при спуске колонны допускает регулируемое частичное заполнение обсадной колонны жидкостью, обратные клапаны типа ЦКОД допускают постоянное заполнение колонны и срабатывают после введения дополнительного запорного элемента (шарика) и т. п.

Выбор конструкции клапана зависит от конкретных условий в скважине, и прежде всего от опасности проявлений и наличия зон поглощения.

Заливочный патрубок устанавливают непосредственно над башмаком (ниже обратного клапана). Он представляет собой отрезок трубы длиной около 1,5 м с отверстиями, расположенными по винтовой линии. Они соединяют затрубное пространство с внутренним объемом обсадной колонны. Заливочный патрубок применяют для подачи цементного раствора в затрубное пространство при цементировании обсадной колонны.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливают в обсадной колонне на 20...30 м выше башмака. Оно имеет суженный внутренний диаметр и служит для задерживания цементировочных пробок. Кольцо изготавливают из серого чугуна, иногда применяют упорные кольца, изготовленные из цемента.

Заливочной муфтой обсадная колонна оснащается в том случае, если предусматривается ступенчатое цементирование. Она позволяет открыть в нужный момент каналы для подачи цементного раствора в затрубное пространство, а затем вновь их перекрыть. Место установки муфты определяется заранее по протяженности интервалов цементирования.

Трубный пакер вводят в оснащение обсадной колонны для создания надежной изоляции отдельных интервалов в затрубном пространстве. Пакер устанавливают в местах залегания устойчивых непроницаемых горных пород. В большинстве конструкций пакеров надежная изоляция достигается деформированием эластичного элемента, надетого на корпус, и плотным его смыканием со стенками ствола скважины. По способу перевода в рабочее состояние трубные пакеры подразделяются на гидравлические (пакеры ППГ, ПДМ и ПГБ-250 конструкции ВНИИБТ) и механические (конструкции, разработанные в объединениях «Краснодар-нефтегаз», «Куйбышевнефтегаз» и др.). В гидравлическом пакере под уплотнительный элемент поступает жидкость, вызывая его деформацию в поперечном размере. В механическом пакере эластичный элемент деформируется за счет разгрузки на него части веса самой обсадной колонны.

Несколько отличается от других пакер-фильтр ПФМ конструкции ТатНИ-ПШнефти, не имеющий упругих элементов. На рабочей поверхности пакера установлен фильтр. Полость под фильтром сообщается с внутренним пространством обсадной колонны через отверстия с находящимися в них шариковыми обратными клапанами. После закачки цементного раствора в затрубное пространство колонна разгружается от внутреннего давления. За счет избытка наружного давления на фильтре происходит интенсивное отфильтровывание жидкой фазы из цементного раствора внутрь колонны. Обезвоженный цементный раствор в зазоре между фильтром и колонной в короткий срок схватывается и образует плотный пояс из цементного камня, препятствующий перетоку в начальный период схватывания цемента за колонной.

Центраторы («фонари») (рис. 9.8) устанавливают на обсадной колонне для поддержания соосности ствола скважины и спущенной обсадной колонны и создания благоприятных условий для равномерного распределения цементного раствора по кольцевому зазору. Как считают некоторые исследователи, центраторы также способствуют снижению сил трения при спуске колонны и более полному замещению цементным раствором жидкости, находившейся в затрубном пространстве. Как правило, применяют пружинные центраторы, при использовании которых центрирование колонны в стволе скважины осуществляют с помощью пружинных арочных планок, концы которых закреплены на кольцах-обоймах. По конструкции колец центраторы подразделяют на разъемные (ЦПР конструкции ВНИИБТ, ЦЦ конструкции ВНИИКРнефти) и неразъемные (ФП конструкции ГрозНИИ).

Кольцо-обойма состоит из двух шарнирно соединенных половинок. Такой центратор легко надевается на обсадную трубу над устьем скважины при спуске колонны. У

неразъемных центраторов кольца-обоймы целые, они должны быть предварительно надеты на трубу. Продольное перемещение центраторов по трубе ограничивается стопорным кольцом, которое располагается между кольцами-обоймами.

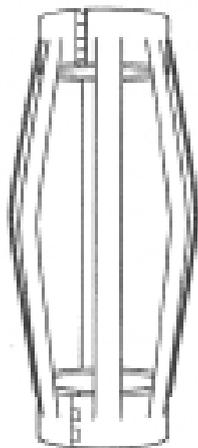


Рис. 9.8. Центратор обсадной колонны

Эффект центрирования зависит от правильности выбора интервала установки центраторов по стволу и расстояния между центраторами на колонне. Центраторы размещают на наиболее ответственных участках колонны, где надежность изоляции имеет очень большое значение (интервал продуктивного горизонта и его кровли, низ обсадной колонны и т. п.). Расстояние между центраторами может быть вычислено по методике ВНИИБТ или ВНИИКРнефти.

Скребки устанавливают на обсадной колонне для удаления глинистой корки со стенок скважины и повышения надежности сцепления цементного камня со стенками ствола скважины. Известны две разновидности конструкции скребков – круговые и прямолинейные.

9.5. Определение режимов эксплуатации и расчет нагрузок на обсадную колонну

Нагрузки на обсадную колонну зависят от проводимых конкретных операций в обсадной колонне, условий бурения очередного интервала скважины, режима эксплуатации скважины. Данные операции порождают *радиальные нагрузки (сминающая, разрывающая)* и *осевые нагрузки (растяжения и сжатия)* на обсадную колонну. Поскольку операции в различных колоннах, например, в кондукторе и эксплуатационной колонне, различны, то условия нагрузок и, соответственно, сами нагрузки специфичны для каждой конкретной колонны. Определение эксплуатационных условий для рассмотрения является одним из наиболее важных шагов в процессе проектирования конструкции скважины, и по этой причине в общих чертах определяют политику компании.

РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ И ВЫБОР ТРУБ

Определив диаметр и глубину спуска обсадной колонны, а также эксплуатационные условия для последующего рассмотрения, можно рассчитать нагрузки на обсадную колонну. После этого, необходимо выбрать трубы подходящей массы и группы прочности, способных вынести рассчитанные нагрузки.

К *радиальным нагрузкам* на обсадную колонну относятся:

Сминающая нагрузка

Колонна подвергается суммарной сминающей нагрузке, в случаях, когда внешняя радиальная нагрузка превышает внутреннюю. Обсадная колонна подвергается

наибольшей сминающей нагрузке, если она по какой-либо причине пуста. Сминающая нагрузка, P_c в любой точке колонны рассчитывается по следующей формуле (рис. 9.9):

$$P_c = P_{внеш} - P_{внут}. \quad (9.1)$$

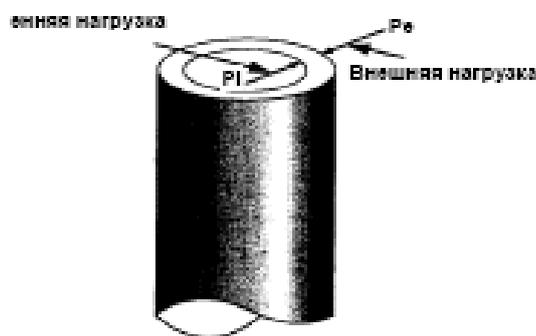


Рис. 9.8. Радиальные нагрузки на обсадную колонну

Разрывающая нагрузка

Если внутренняя радиальная нагрузка превышает внешнюю, то на обсадную колонну будет действовать суммарная разрывающая нагрузка. Разрывающая нагрузка (P_p) может быть рассчитана в любой точке колонны по следующей формуле:

$$P_p = P_{внут} - P_{внеш}. \quad (9.2)$$

Чтобы противостоять предельным нагрузкам, при проектировании колонны учитываются соотношения давления, как на устье, так и в блоке ПВО, поскольку обсадная колонна является частью системы контроля скважины. Внутренняя и внешняя нагрузки, которые используются для определения нагрузки на разрыв и нагрузки на смятие, были выведены с помощью анализа нескольких вариантов работы.

Внешняя нагрузка:

Внизу перечислены факторы, которые учитываются при определении внешней нагрузки на обсадную колонну:

(а) Поровое давление в пласте

Если инженер руководствуется тем, что весь буровой раствор между обсадной колонной и стенками скважины будет вытеснен в процессе цементирования, и что цементное кольцо будет надлежащего качества, то, как правило, используется поровое давление для определения нагрузки, действующей на обсадную колонну со стороны цементного кольца после затвердевания цемента.

(б) Гидростатическое давление столба бурового раствора.

При плохом контакте цемента с обсадной колонной и горной породой, для расчета нагрузки на обсадную колонну берется давление столба жидкости в затрубном пространстве, после затвердевания цемента. Как правило, если буровой раствор находится в затрубном пространстве более года, его плотность падает, тем самым, создавая меньшее давление на обсадную колонну.

(в) Давление столба цементного раствора

Давление, оказываемое столбом цементного раствора на обсадную колонну, будет действовать до полного затвердевания цемента. Считается, что цемент в твердом состоянии не оказывает гидростатического давления на обсадную колонну.

(г) Блокирование затрубного пространства

При блокировании затрубного пространства (во время цементирования через БТ) возникает избыточное давление закачки, которое распространяется только на затрубное

пространство, а не на внутреннюю часть обсадной колонны. Цементирование через БТ может, таким образом, привести к дополнительной внешней нагрузке на обсадную колонну. При традиционном же цементировании блокировка затрубного пространства может вызвать рост давления как внутри, так и снаружи обсадной колонны.

(д) Полная откачка жидкости

Самый негативный фактор с точки зрения нагрузки смятия, если была полностью произведена откачка флюидов из обсадной колонны. Это может произойти в процессе эксплуатации скважины.

Внутренние нагрузки:

Обычно к внутренним нагрузкам относятся следующие факторы:

(а) Давление столба бурового раствора.

Это внутреннее давление является доминирующим при бурении скважин. Потому при проектировании обсадной колонны инженер должен учитывать тот факт, что плотность бурового раствора постоянно изменяется во время бурильных работ из-за постоянной циркуляции и возможного притока флюидов.

(б) Давление, вызванное притоком флюидов.

Самым негативным фактором с точки зрения предельной нагрузки считается флюидопроявление, в результате которого флюид в стволе скважины был полностью замещен газом.

(в) Утечка в НКТ

В процессе эксплуатации скважины, при утечке из НКТ возникает повышение давления в обсадной колонне. В случае высокого буферного давления, значение внутренней нагрузки может быть значительным.

(г) Давление гидроразрыва в открытых пластах.

Когда мы говорим о внутренних нагрузках на обсадную колонну, необходимо также учитывать и давление гидроразрыва. Давление в открытом стволе не может превышать давление разрыва пласта. Отсюда, давления в оставшейся части ствола и обсадной колонне будут контролироваться давлением разрыва. Пласт, который находится под башмаком обсадной колонны, считается, как правило, слабым участком открытого ствола скважины.

Нагрузка на разрыв и нагрузка на смятие

Если известны внутренняя и внешняя нагрузки, то можно определить максимально эффективное давление, которое равно разнице между внешней и внутренней нагрузками в каждой точке обсадной колонны. Если эффективная радиальная нагрузка является направленной наружу колонны, то обсадная колонна будет испытывать разрывающую нагрузку. Если же эффективная нагрузка будет направлена внутрь, то на обсадную колонну будет действовать сминающая нагрузка. Обе нагрузки, как внешняя, так и внутренняя должны совмещаться в процессе работы, то есть они должны сосуществовать параллельно друг с другом.

РАСЧЕТЫ НА СМЯТИЕ

Под смятием понимают ситуацию, когда внешнее давление превышает внутреннее, что приводит к повреждению трубы в результате упругой и пластической деформации. После такой деформации труба сминается и принимает форму «восьмерки», чего необходимо избегать, поскольку в смявшейся колонне может произойти прихват НКТ или БТ.

При отсутствии обсадных труб повышенной жесткости, приобретаемых у квалифицированных производителей, для оценки прочности обсадной колонны используются значения давления смятия по данным АНИ.

Для расчетов осевых нагрузок и давления берутся вертикальные глубины.

Нагрузки при цементировании обсадных колонн

Для всех обсадных колонн сминающая нагрузка на любой глубине является результатом разности гидростатического давления флюидов в затрубном пространстве и давления бурового раствора внутри обсадной колонны. Жидкость в затрубном пространстве представляет собой комбинацию бурового раствора, буферной жидкости, первой и последней порций цементного раствора. На эту нагрузку следует обратить особое внимание при работе с колоннами больших диаметров.

Для традиционных цементировочных работ, как показано ниже, нагрузка на смятие на любой глубине равна разности гидростатических давлений.

РАСЧЕТЫ НА РАЗРЫВ

Разрывающая нагрузка возникает в случае, когда внутреннее давление на обсадную колонну превышает внешнее давление, обычно это происходит при увеличении плотности бурового раствора в процессе бурения. Однако наиболее высокие нагрузки разрыва обычно связаны с притоком флюидов низкой плотности в скважину, особенно из-за непредвиденных глубоко залегающих зон высокого давления. При проектировании обсадной колонны необходимо учитывать максимально возможные давления на колонну и выбирать трубы соответствующей группы прочности и толщины стенки.

Местные органы Госгортехнадзора могут предъявлять свои особые требования к проектированию обсадных колонн. Тем не менее, обсадные трубы должны удовлетворять следующим условиям:

- Обеспечить устойчивость колонны к разрывающим нагрузкам, превышающих давление гидроразрыва вскрытых пластов, находящихся ниже направляющего башмака обсадной колонны.
- Учитывать возможность наличия столба углеводородов, заполняющего скважину до устья.

Эти две цели взаимосвязаны, так как разрыв пласта, как правило, ведёт к флюидопроявлению.

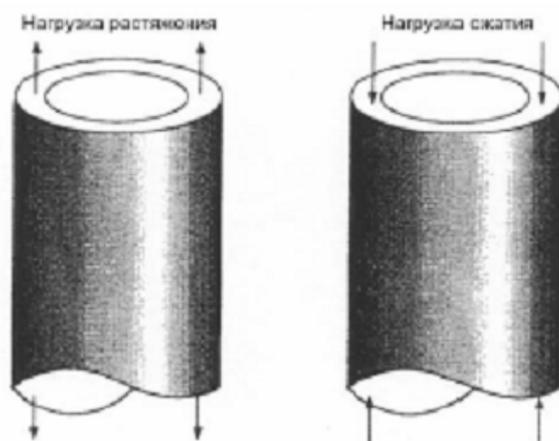


Рис. 9.8. Продольные нагрузки на обсадную колонну

Сопротивление на разрыв определяется как максимальное внутреннее давление, необходимое для того, чтобы вызвать текучесть стали.

РАСЧЕТ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК

В зависимости от условий эксплуатации осевая нагрузка на обсадную колонну может быть или растягивающей, или сжимающей (рис. 9.9). Осевая нагрузка меняется по длине

обсадной колонны. Во время спуска, бурения и добычи колонна подвергается различным нагрузкам. Чтобы определить общую осевую нагрузку на обсадную колонну, надо рассчитать и просуммировать осевые нагрузки, возникающие при каждой операции.

Осевые нагрузки зависят от нескольких переменных:

F_0 .к. чистый вес обсадной колонны;

α угол наклона скважины;

$A_{внеш}$ площадь поперечного сечения внешнего диаметра обсадной колонны;

$A_{внут}$ площадь поперечного сечения внутреннего диаметра обсадной колонны;

DLS промежуточная жесткость скважины в каждой точке;

$P_{пов}$ поверхностное давление на внутренний диаметр обсадной колонны;

$A_{тр}$ площадь поперечного сечения самой трубы;

ΔT изменение температуры в каждой точке скважины;

$\Delta P_{внут}$ изменение внутреннего давления на обсадную колонну;

$\Delta P_{внеш}$ изменение внешнего давления в обсадную колонну;

ν коэффициент Пуассона для стали.

Двухосные и трехосные нагрузки

Можно показать, что осевая нагрузка может изменить величины разрывающей и сминающей нагрузок. При увеличении действующего на трубу растягивающего напряжения величина разрывающей нагрузки уменьшается, а сминающая нагрузка увеличивается. Величины внутренней нагрузки и нагрузки смятия для обсадной колонны, взятые из данных АНИ, подразумевают, что осевая нагрузка на обсадную колонну равна нулю. Но поскольку обсадная колонна очень часто подвержена одновременно растяжению и сжатию, АНИ установил зависимость между этими нагрузками (рис. 9.9).



Рис. 9.9. Трехосная нагрузка на обсадную колонну

Трехосное напряжение и разрыв трубы в результате комбинации этих нагрузок встречается очень редко, поэтому вычисление трехосных нагрузок делают редко. Трехосный анализ стоит проводить, если обсаживание производится в экстремальных условиях (скважины с давлением, более 80 МПа и высоким содержанием H_2S).

Коэффициенты запаса прочности

Неточность условий, используемых для описанного выше вычисления внешней, внутренней, сжимающей и растягивающей нагрузок, компенсируется увеличением внутренней и осевой нагрузок, а также нагрузки смятия при помощи *коэффициентов запаса прочности*. Эти коэффициенты применяются для увеличения фактических цифр, чтобы получить проектные нагрузки. В основном такие коэффициенты берутся из практики и подвержены влиянию последствий разрыва обсадной колонны (например, в разведочной скважине могут потребоваться более высокие коэффициенты, чем в

добывающей). Обычно применяется следующие диапазоны значений коэффициентов запаса прочности:

- Коэффициент запаса прочности для разрывающей нагрузки 1,0...1,33
- Коэффициент запаса прочности для сминающей нагрузки 1,0...1,125
- Коэффициент запаса прочности для растягивающей нагрузки 1,0...2,0
- Коэффициент запаса прочности для сжимающих нагрузок 1,25.

Таблица 9.4

Условия по расчету нагрузок

Conductor	Surface Casing
Расчеты на смятие: Полное опорожнение скважины (потеря циркуляции)	Расчеты на смятие: Полное опорожнение скважины (потеря циркуляции)
Расчет на разрыв: - Выброс газа и скважина закрыта	Расчет на разрыв: - Выброс газа и скважина закрыта
Intermediate Casing	Production Casing
Расчеты на смятие: Полное опорожнение скважины (потеря циркуляции)	Расчеты на смятие: Пространство между НКТ и обсадной колонной «опустело» вследствие эксплуатации газлифтом
Расчет на разрыв: Выброс газа и скважина закрыта	Расчет на разрыв: Утечка через НКТ на устье (ниже подвески НКТ)

Пример расчета нагрузок на смятие и разрыв в процессе цементирования скважины, рис. 9.10.

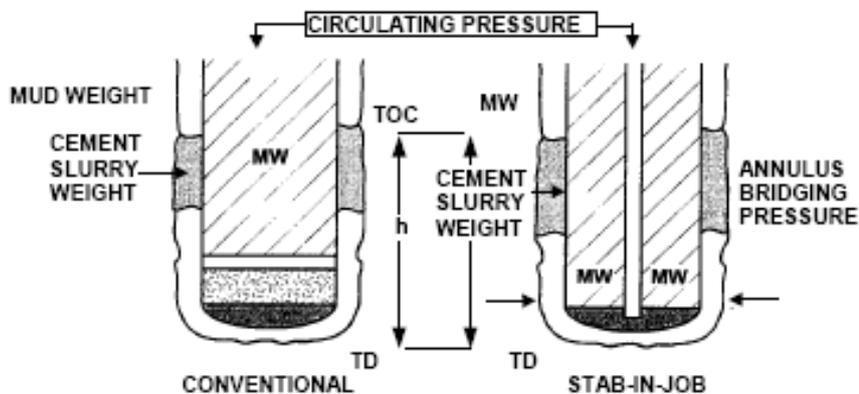


Рис. 9.10. Схема для расчета нагрузок на ОК при цементировании

Для вычисления затрубного гидростатического давления ($P_{внеш}$) используется формула:

$$P_{внеш} = \rho_{БР} * g * h + \rho_{БЖ} * g * h + \rho_{ЦР} * g * h \quad (9.3)$$

где БР – буровой раствор; БЖ – буферная жидкость; ЦР – цементный раствор.

Для расчета гидростатического давления внутри обсадной колонны:

$$P_{внут} = \rho_{БР} * g * h. \quad (9.4)$$

Для расчета давления смятия (P_c), по формуле 9.1:

$$P_c = P_{внеш} - P_{внут}$$

Summary of Design Process

1. Выбрать размеры обсадных колонн и глубины спуска на основе:.....
2. Определить эксплуатационные сценарии.
3. Вычислить нагрузку на разрыв обсадной колонны.
4. Вычислить нагрузку на сжатие обсадной колонны.
5. Увеличить расчетные нагрузки на соответствующий коэффициент запаса прочности.
6. Выбрать вес и сорт обсадной трубы.
7. Для выбранного типа труб, вычислить осевую нагрузку.
8. Взять фактическую растягивающую нагрузку от ?

9.6. Подготовительные мероприятия к спуску обсадной колонны, спуск обсадной колонны

Крепление некоторого интервала ствола скважины обсадной колонной с последующим ее цементированием – весьма важный и ответственный этап в строительстве скважины. От качества проведения этих работ в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность и долговечность.

Весь комплекс подготовительных мероприятий нацелен на то, чтобы спуск обсадной колонны проходил без вынужденных остановок и перерывов, во время спуска обсадная колонна не подвергалась непредвиденным перегрузкам, опасным с точки зрения ее целостности и нарушения профиля труб, и чтобы в скважину не попали трубы с дефектами, которые могут повлечь нарушение целостности обсадной колонны или потерю герметичности.

Комплекс подготовительных мероприятий включает подготовку обсадных труб, бурового оборудования и самой скважины.

Подготовка обсадных труб.

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

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

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

Завод-изготовитель при проверке качества готовой продукции проводит гидравлические испытания обсадных труб. По действующим инструкциям испытывать необходимо все трубы диаметром до 219 мм включительно и 50 %, труб диаметром свыше 219 мм. Каждая труба поступает на испытание с навинченной и закрепленной муфтой.

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

На трубно-инструментальной базе бурового предприятия все трубы, прошедшие осмотр и инструментальный контроль, подвергаются гидравлическим испытаниям на

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

Подготовка бурового оборудования.

Обеспечить безотказную работу бурового оборудования и создать наиболее благоприятные условия для буровой бригады на период спуска обсадной колонны – таковы основные задачи подготовки оборудования. Одновременно на буровую должны быть доставлены весь необходимый инструмент и материалы.

Буровая бригада совместно с представителями механической службы проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на надежность крепления и исправность буровой лебедки и ее тормозной системы, проверяют исправность буровых насосов и заменяют изношенные детали, проверяют состояние вышки и талевой системы, в случае необходимости осуществляют переоснастку талевой системы для повышения ее грузоподъемности. На высоте 8...10 м от пола на вышке устанавливают передвижную люльку для рабочего, который будет занят центрированием верхнего конца наращиваемой обсадной трубы. Проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой.

Подготавливают рабочее место у устья скважины: убирают инструмент, который не понадобится при спуске колонны, и очищают пол буровой, вровень со столом ротора устанавливают временный деревянный настил. Обращают внимание на усиление освещенности рабочих мест, навешивают дополнительные светильники.

В подготовительный период на буровую доставляют достаточное количество (с резервом) дополнительного инструмента, который понадобится при спуске обсадной колонны. Обсадные трубы подвозят специальными транспортными средствами и размещают на стеллажи по секциям в порядке их спуска. На каждый комплект предусматривается резерв в количестве 5 %, от метража труб.

Подготовка ствола скважины.

Чтобы избежать осложнений при спуске обсадной колонны, предусматривается комплекс работ по подготовке ствола скважины. Виды работ и их объем зависят от состояния ствола скважины, сложности геологического разреза и протяженности открытой части ствола. О состоянии ствола судят по наблюдениям при спуске и подъеме буровой колонны (посадки, прихваты, затяжки и т. д.), по прохождению геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Заранее выделяют интервалы, где отмечены затруднения при спуске бурового инструмента, зоны сужения ствола, образования уступов, участки резкого перегиба оси скважины и т. д. В этих интервалах в подготовительный период проводят выборочную проработку ствола. В скважину спускают новое долото (с центральной промывкой) в сочетании с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают выделенные интервалы с промывкой при скорости подачи 40 м/ч. Выдерживание вращающегося инструмента на одном месте не допускается во избежание зарезки нового ствола. Если отмечают трудности в прохождении инструмента, его приподнимают и спускают несколько раз. В сложных условиях скорость подачи инструмента может быть снижена до 20...25 м/ч.

После выборочной проработки ствол скважины шаблонируют. Для этого из обсадных труб собирают секцию длиной около 25 м и на колонне буровых труб спус-

кают ее в ствол скважины на всю глубину закрепляемого участка. Таким способом проверяют проходимость обсадных труб.

Через спущенный инструмент скважину тщательно промывают до полного выравнивания свойств промывочной жидкости. Общая продолжительность непрерывной промывки не менее двух циклов. В конце промывки в закачиваемую промывочную жидкость добавляют нефть, графит и другие аналогичные добавки для облегчения спуска обсадной колонны. При извлечении из скважины длину инструмента измеряют и по суммарной его длине контролируют протяженность ствола скважины.

Завершив подготовительные работы, приступают к спуску обсадной колонны в скважину.

Спуск обсадной колонны.

Последовательность спуска секций в скважину и использование вспомогательных элементов (центраторы, скребки, турбулизаторы и др.) определяются конструкцией обсадной колонны, предусмотренной в индивидуальном плане работ по ее подготовке, спуску и цементированию, который разрабатывается технологическим или производственно-технологическим отделом УБР. Во время спуска осуществляют строгий контроль за соблюдением порядка комплектования колонны в соответствии с планом по группам прочности стали и толщине стенок труб.

Сначала в скважину спускают низ обсадной колонны, включающий башмак, заливочный патрубков, обратный клапан и упорное кольцо. Все элементы низа колонны рекомендуется свинчивать с использованием твердеющей смазки на основе эпоксидных смол. Использование обратного клапана обязательно, если в скважине имелись газопроявления. Надежность работы клапана на пропуск жидкости проверяют на поверхности посредством пробной циркуляции с помощью цементировочного агрегата, который подключают к компоновке. Затем в порядке очередности спуска к устью скважины подают обсадные трубы и перед наращиванием их шаблонируют. Со стороны муфты в трубу вводят жесткий цилиндрический шаблон.

Условный диаметр обсадной трубы, мм 114...219, 245...340, 407...508.

Длина шаблона, мм 150, 300.

Разница между внутренним номинальным диаметром трубы и наружным диаметром шаблона, мм 3, 4, 5.

При подъеме трубы шаблон должен свободно пройти через нее и выпасть. Если шаблон задерживается, то трубу отбраковывают. Над устьем скважины с нижнего конца поднятой трубы свинчивают предохранительное кольцо, промывают и смазывают резьбу.

У кондуктора и промежуточных колонн резьбовые соединения нижних труб обычно проваривают прерывистым сварным швом для предупреждения их отвинчивания при последующих работах в скважине.

Во время спуска обсадной колонны ведут документальный учет каждой наращиваемой трубы, в нем указывают номер трубы, группу прочности стали, толщину стенки, длину трубы, отмечают суммарную длину колонны и общую ее массу. На заметку берут все особые условия и осложнения, возникшие при спуске, записывают сведения об отбраковке отдельных труб и их замене.

Скорость спуска колонны поддерживают в пределах 0,3...0,8 м/с.

Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска 10...20 труб доливают промывочную жидкость внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.

По мере необходимости проводят промежуточные промывки с помощью цементировочного агрегата или бурового насоса. Во время промывки необходимо непрерывно расхаживать колонну.

В нашей стране разработан метод секционного спуска обсадных колонн. Длину секций определяют с учетом грузоподъемности буровой установки, состояния скважины и прочности труб. Для спуска обсадных колонн секциями применяют специальные разъединители и стыковочные узлы, обеспечивающие соединение секций в скважине. Все секции, кроме верхней, спускают на колонне бурильных труб, которую после закачки цементного раствора отсоединяют и извлекают на поверхность. Спуск обсадных колонн секциями позволяет значительно снизить нагрузки, возникающие в буровом оборудовании при этих работах, и повысить надежность цементирования. Недостаток этого метода состоит в том, что создается некоторая опасность нарушения герметичности колонны на стыках секций и повышается суммарная продолжительность работ по креплению скважины.

10. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Общие сведения о цементировании скважин

Разобшение пластов при существующей технологии крепления скважин – завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины. Под разобшением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство (т. е. в пространство за обсадной колонной) с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отверждения тампонажного раствора. Поскольку в качестве тампонажного наиболее широко применяется цементный раствор, то и для обозначения работ по разобшению используется термин «цементирование».

Наиболее важные функции цементного кольца следующие:

- Предотвращение перетока от одного пласта к другому или от пласта до поверхности через annulus между обсадной колонной и стволом;
- Удержание обсадной колонны (особенно кондуктор);
- Защита обсадной колонны от коррозии пластовыми жидкостями.

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобшение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; закрепление обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Следует отметить, что роль и значение цементного камня остаются неизменными на протяжении всего срока использования скважины, поэтому к нему предъявляются требования высокой устойчивости против воздействия отрицательных факторов.

Цементирование включает пять основных видов работ:

- приготовление тампонажного раствора;
- закачку его в скважину;
- подачу тампонажного раствора в затрубное пространство;
- ожидание затвердения закачанного материала;
- проверку качества цементировочных работ.

Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

Существует несколько способов цементирования. Они различаются схемой подачи тампонажного раствора в затрубное пространство и особенностями используемых приспособлений. Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство:

- раствор, закачанный внутрь цементируемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме);
- тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

В промышленных масштабах применяют способы цементирования по прямой схеме. Если через башмак обсадной колонны в затрубное пространство продавливают весь

тампоначный раствор, способ называется одноступенчатым (одноцикловым) цементированием. Если обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампоначный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине, способ цементирования называется многоступенчатым (многочикловым). Простейший и наиболее распространенный способ – цементирование в две ступени (двухступенчатое). Иногда возникает необходимость не допустить проникновения тампоначного раствора в нижнюю часть обсадной колонны, расположенную в интервале продуктивного пласта, тогда этот интервал в затрубном пространстве изолируется манжетой, установленной на обсадной колонне, и сам способ цементирования называется манжетным. Выделяются также способы цементирования потайных колонн и секций, поскольку тампоначный раствор в этом случае закачивают по бурильной колонне, на которой спускают секцию или потайную колонну.

В мелких скважинах (например, структурных), которые заведомо не вскрывают продуктивных залежей и интервалов с высоким пластовым давлением, затрубное пространство можно изолировать тампонированием нижней части обсадной колонны глиной. Тампонирование выполняется по более простой технологии, чем цементирование, и обеспечивает лишь временную и довольно слабую изоляцию.

Тампонирование обсадной колонны в скважине может осуществляться задавливанием обсадной колонны на глубину до 0,8...1,2 м в пласт глины мощностью не менее 2,5...3,0 м; по способу с нижней пробкой, когда глину в виде шариков предварительно забрасывают на забой, а затем продавливают в затрубное пространство самой обсадной колонной, нижний конец которой перекрыт пробкой; по способу с верхней пробкой; в этом случае в нижнюю трубу набивают глину, над ней помещают пробку, с помощью которой вблизи забоя глину выпрессовывают под действием нагнетаемой с поверхности жидкости.

Преимущество метода тампонирования глиной состоит в том, что после завершения всех работ в скважине обсадная колонна может быть освобождена и извлечена для последующего использования.

Цементирование скважин является сложной инженерной задачей, требующей пристального внимания на всех этапах строительства скважин.

Обеспечение качественного цементирования скважин позволяет резко увеличить долговечность скважин и срок добычи безводной продукции.

Существующая отечественная цементировочная, техника, технологическая оснастка, тампоначные материалы позволяют обеспечить качественное крепление скважин при выполнении следующих условий:

- Неуклонного выполнения требований технологического регламента крепления скважин;
- Соблюдения технологической дисциплины тампоначной бригадой;
- Высокой квалификации тампоначной бригады;
- Использование качественных тампоначных материалов;
- Составления паспортов крепления скважин с учетом полного фактора горно-геологических условий крепления;

При существующей технике и технологии крепления скважин повышения качества цементирования возможно за счет:

- получения и использования достоверной геофизической информации по состоянию ствола скважины;
- правильного подбора промывочной жидкости в процессе бурения с целью уменьшения кавернообразования;
- правильного выбора буферной жидкости;
- обеспечения турбулентного режима течения тампоначного раствора в затрубном пространстве при закачке;

- жесткого контроля за параметрами цементного раствора в течении всего периода цементирования;
- использования высокоэффективного селективно-манжетного цементирования при цементировании водоплавающих залежей и малой мощностью непроницаемых глинистых перемычек;
- очистка застойных зон от бурового раствора при проработке ствола скважины струйными кольмататорами.

10.2. Технология цементирования

Технология цементирования складывалась на основе многолетнего практического опыта и совершенствовалась с использованием достижений науки и техники. На современном уровне она включает систему отработанных норм и правил выполнения цементировочных работ, а также типовые схемы организации процесса цементирования. В каждом конкретном случае технологию цементирования уточняют в зависимости от конструкции и состояния ствола скважины, протяженности цементлируемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащенности техническими средствами и опыта проведения цементировочных работ в данном районе.

Применяемая технология должна обеспечить:

- цементирование предусмотренного интервала по всей его протяженности;
- полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах цементлируемого интервала;
- предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости;
- получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, с высокой стойкостью и низкой проницаемостью; обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

При разработке технологии цементирования для конкретных условий прежде всего подбирают такой способ который должен обеспечить подъем тампонажного раствора на заданную высоту, заполнение им всего предусмотренного интервала (а если есть необходимость, то и защиту некоторого интервала от проникновения тампонажного раствора), предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости при движении по обсадной колонне.

Наиболее полное замещение промывочной жидкости происходит при турбулентном режиме (98 %), худшие показатели (42 %) дает струйный режим.

Для наиболее полного замещения промывочной жидкости рекомендуется ряд мероприятий:

- тщательное регулирование реологических свойств промывочной жидкости, заполняющей скважину перед цементированием, с целью снижения вязкости и статического напряжения сдвига до минимально допустимых значений;
- нагнетание тампонажного раствора в затрубное пространство со скоростями течения, обеспечивающими турбулентный режим;
- применение соответствующих буферных жидкостей на разделе промывочной жидкости и тампонажного раствора;
- вращение обсадной колонны при подаче тампонажного раствора в затрубное пространство;
- применение полного комплекса технологической оснастки обсадной колонны.

При разработке технологии подбирают тампонажный материал, рецептуру и свойства тампонажного раствора, определяют режим закачки и продавки тампонажного раствора, суммарную продолжительность цементировочных работ и промежутков времени, необходимый для формирования в затрубном пространстве цементного камня с достаточной прочностью, позволяющей возобновить работы в скважине.

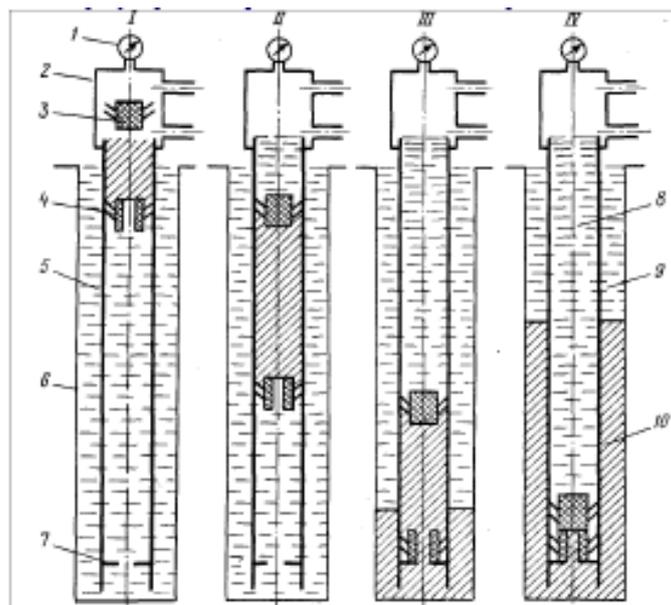


Рис. 10.1. Схема одноступенчатого цементирования

Одноцикловое (одноступенчатое) цементирование с двумя пробками

Способ одноциклового цементирования с двумя пробками (рис. 10.1) был предложен в 1905 г. бакинским инженером А. А. Богушевским.

По этому способу после завершения подготовительных работ в колонну вводят нижнюю пробку с проходным каналом, временно перекрытым диафрагмой.

На верхний конец колонны навинчивают цементировочную головку и приступают к закачке тампонажного раствора, который тут же приготавливают в смесительной установке. Когда весь расчетный объем цементного раствора закачан в скважину, освобождают верхнюю пробку, которая до этого удерживалась в цементировочной головке шпильками. Начиная с этого момента в обсадную колонну подают продавочную жидкость, под давлением которой верхняя пробка гонит вниз столб цементного раствора. Вследствие своей более высокой плотности цементный раствор под собственным весом вытесняет промысловую жидкость, что отмечается по падению давления на цементировочной головке.

Как только нижняя пробка достигнет упорного кольца, давление над ней повысится и под его воздействием диафрагма, перекрывающая канал в нижней пробке, разрушится; при этом наблюдается повышение давления на 4...5 МПа. После разрушения диафрагмы раствору открывается путь в затрубное пространство.

Объем продавочной жидкости, закачанной в скважину, непрерывно контролируют. Когда до окончания продавки остается 1...2 м³ продавочной жидкости, интенсивность подачи резко снижают. Закачку прекращают, как только обе пробки (верхняя и нижняя) войдут в контакт; этот момент отмечается по резкому повышению давления на цементировочной головке. В обсадной колонне под упорным кольцом остается некоторое количество раствора, образующего стакан высотой 15...20 м. Если колонна оснащена обратным клапаном, можно приоткрыть краны на цементировочной головке и снизить давление.

Двухступенчатое (двухцикловое) цементирование

Двухступенчатым цементированием называется раздельное последовательное цементирование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего).

Этот способ по сравнению с предыдущим имеет ряд преимуществ. В частности он позволяет:

- снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента;

- существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания;
- уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве;
- избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что, в свою очередь, позволяет более правильно подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

Для осуществления двухступенчатого цементирования в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту (рис. 10.2). Подготовку скважины к цементированию ведут тем же путем, что был описан выше. После промывки скважины и установки на колонну цементировочной головки приступают к закачке первой порции цементного раствора, соответствующей цементируемому объему первой ступени. Закачав нужный объем цементного раствора, в колонну вводят верхнюю пробку первой ступени, которая беспрепятственно проходит через заливочную муфту (рис. 10.3, а).

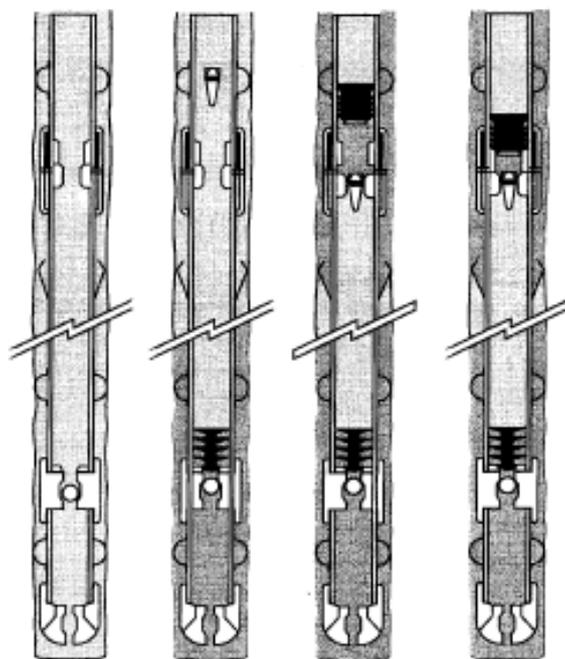
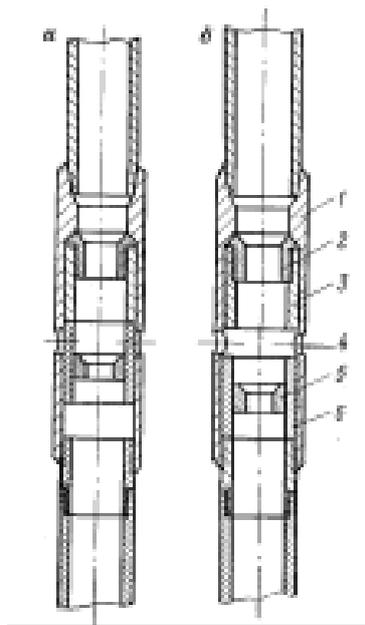


Рис. 10.2. Схема двухступенчатого цементирования

Продавочной жидкостью вытесняют раствор в затрубное пространство.

После закачки объема продавочной жидкости, равного внутреннему объему обсадной колонны в интервале между заливочной муфтой и упорным кольцом, освобождают находящуюся в цементировочной головке нижнюю пробку второй ступени. Достигнув заливочной муфты, пробка садится во втулку и под давлением смещает ее вниз, открывая сквозные отверстия в муфте (рис. 10.3, б). Сигналом открытия отверстий является резкое падение давления нагнетания.

Существуют две разновидности способа двухступенчатого цементирования. По одной из них тампонажный раствор для цементирования второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени – это так называемый способ непрерывного цементирования. В другом случае после открытия отверстий в заливочной муфте возобновляют циркуляцию бурового раствора, а тампонажный раствор второй ступени подают в скважину спустя некоторое время, например требуемое для схватывания раствора первой порции, – такое цементирование называется двухступенчатым с разрывом.



*Рис. 10.3. Заливочная муфта для ступенчатого цементирования:
 а – при цементировании первой ступени, б – при цементировании второй ступени,
 1 – корпус 2- верхнее седло, 3 – верхняя втулка, 4 – заливочное отверстие,
 5 – нижнее седло, 6 – нижняя втулка*

Этот способ позволяет повысить качество цементирования нижнего интервала за счет регулирования гидродинамического давления в затрубном пространстве.

Третью пробку (верхняя пробка второй ступени) вводят в колонну после подачи всего расчетного объема раствора для цементирования второй ступени. За третьей пробкой в скважину нагнетают продавочную жидкость. Эта пробка задерживается в заливочной муфте и под давлением смещает вниз втулку, которая перекрывает отверстия.

Резкое повышение давления сигнализирует о завершении цементирования. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня.

Способ обратного цементирования

Под обратным цементованием понимается такой способ, когда цементный раствор с поверхности закачивают прямо в затрубное пространство, а находящийся там буровой раствор через башмак, поступает в обсадную колонну и по ней выходит на поверхность.

Способ обратного цементирования уже давно привлекает внимание специалистов, однако широкого промышленного применения пока не получил в силу ряда технических трудностей, и в первую очередь сложности контроля момента достижения цементным раствором низа обсадной колонны и надежного обеспечения высокого качества цементирования в этой наиболее ответственной части.

Установка цементных мостов

В отдельных случаях возникает необходимость в обсаженном или открытом стволе скважины надежно изолировать от остальной его части отдельный интервал (например, при проведении испытаний пластов в обсаженной скважине последовательно от нижнего к верхнему, при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта и т. п.). Самый распространенный на практике способ изоляции нижнего интервала скважины – создание в стволе цементного моста. Его устанавливают также при необходимости создания искусственного забоя (например, при искривлении ствола скважины и т. п.).

Цементный мост представляет собой цементный стакан в стволе высотой в несколько десятков метров, достаточной для создания надежной и непроницаемой изоляции.

10.3. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин

Тампонажные материалы. Это такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превратиться в твердый непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала Тампонажные материалы делятся на:

- 1) тампонажный цемент на основе портландцемента;
- 2) тампонажный цемент на основе доменных шлаков;
- 3) тампонажный цемент на основе известково-песчаных смесей;
- 4) прочие тампонажные цементы (белиловые и др.).

При цементировании скважин применяют только два первых вида – тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования:

- подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;
- структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро;
- цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;
- цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно- и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

В зависимости от добавок тампонажные цементы и их растворы подразделяют на песчаные, волокнистые, гелцементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низким показателем фильтрации, водоэмульсионные, нефте-цементные и др.

В настоящее время номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака содержит:

- 1) тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент – для скважин с температурой до 50 °С, «горячий» – для температур до 100 °С, плотность раствора 1,88 г/см³);
- 2) облегченные цементы для получения растворов плотностью 1,4...1,6 г/см³ на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температур 90...140 °С), в качестве облегчающих добавок используют глинопоршки или молотые пемзу, трепел, опоку и др.;
- 3) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см³ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температур 90...140 °С (в качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.);
- 4) термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90...140 и 140...180 °С;
- 5) низкогигроскопические тампонажные цементы, предназначенные для длительного хранения.

Регулируют свойства цементных растворов изменением водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

В практике бурения в большинстве случаев применяют цементный раствор с В:Ц = 0,4 – 0,5. Нижний предел В:Ц ограничивается текучестью цементного раствора, верхний предел – снижением прочности цементного камня и удлинением срока схватывания.

К ускорителям относятся хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до 40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора также химические реагенты, такие как гидролизованный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, нитролигнин.

Перечисленные реагенты оказывают комбинированное действие. Все они понижают фильтрацию и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

Для приготовления цементного раствора химические реагенты растворяют предварительно в жидкости затворения (вода). Утяжеляющие, облегчающие и повышающие температуростойкость добавки смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением в условиях бурового предприятия (сухие цементные смеси).

КЛАССИФИКАЦИЯ ЦЕМЕНТОВ ПО АНИ

Существует несколько классов цемента для проведения работ по бурению нефтяных скважин, которые одобрены Американским Нефтяным Институтом – АНИ.

Таблица 10.1

СОСТАВ ЦЕМЕНТОВ ПО АНИ

Класс	Составные *					Чистота SQq. em/Gram
	C3S	C2S	C3A	C4AF	CaSO4	
A	53	24	8	8	3.5	1800-1900
B	44		5	12	2.9	1500-1900
C	58	16	8	8	4.1	2000- 2400
D&E	50	26	5	13	3	1200-1500
G	52	27	3	12	3.2	1400-1600
H	52	25	5	12	3.3	1400-1600

*Плюс известь, щелочь, (Na, K, Mg)

Класс цемента по API	Водоцементное отношение		Плотность цементного раствора		Выход цементного раствора		Глубина скважины		Статическая температура °С
	галлон/мешок	-	фунт/галлон	г/см ³	галлон/мешок	м ³ /т	фут	м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
A	5,2	0,46	15,6	1,87	8,83	0,784	0-8000	0-1830	27-77
B	5,2	0,46	15,6	1,87	8,83	0,784	0-8000	0-1830	27-77
C	6,3	0,56	14,8	1,77	8,87	0,876	0-8000	0-1830	27-77
D	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	6000-12000	1830-3660	77-127
E	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	6000-14000	1830-4270	77-127
F	4,3	0,38	16,2	1,94	7,85	0,697	10000-16000	3050-4880	110-160
G (основной)	5,0	0,44	15,8	1,89	8,60	0,764	0-8000	0-2440	27-93
H (основной)	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	0-8000	0-2440	27-93
J (специальный)	4,8	0,42	15,4	1,84	8,26	0,733	12000-16000	3660-4880	127-160

При смешивании с водой каждый вид цемента обладает различными свойствами. Различие в свойствах цемента вызвано различиями в распределении четырёх основных составляющих, которые используются при изготовлении цемента; C_3S – трёхкальциевый силикат, C_2S – двухкальциевый силикат, C_3A – трёхкальциевый алюминат, C_4AF – четырёхкальциевый алюмоферит.

Классы А и В – эти цементы, как правило, дешевле, чем другие классы цемента и могут использоваться только на мелких глубинах, при обычных требованиях. У класса В сопротивление к сульфату выше, чем у класса А. Выпускается в виде среднестойкого и высокостойкого к сульфатной агрессии.

Класс С – у данного класса цемента высокое содержание C_3S и поэтому застывание происходит достаточно быстро.

Классы D, E и F – известны как замедленные цементы, так как им требуется больше времени для застывания, чем другим классам цемента. Грубый помол является причиной замедления. Однако такие цементы дороже, чем другие классы цемента и высокая цена может быть оправдана способностью цемента удовлетворительно схватываться в глубоких скважинах при высоких температурах и давлении.

Класс G и H – Эти виды цемента совместимы с большинством присадок и могут использоваться при широком спектре температуры и давлении.

Класс G – самый распространенный класс цемента, используется в большинстве случаев. У класса H более грубый помол, чем у класса G, поэтому свойства затвердения в глубоких скважинах у него лучше.

Класс J – специальный цемент, применяется в условиях сверхвысоких температур и давлений с добавками ускорителей и замедлителей может использоваться в более широком спектре глубин и температур.

Существуют другие классификации цементов, отличные от АНИ. Они включают в себя следующие классы:

- **Пуццолановый цемент** образуется при смешивании портланд цемента с пуццоланом (грунтовые вулканические останки) и 2 % бетонита. Он очень легкий, но прочный. Пуццолановый цемент дешевле, чем другие виды и благодаря легкому весу он часто используется в ходе операций мелкого цементирования обсадной колонны.
- **Гипсовый цемент** – образуется при смешивании портланд цемента с гипсом. Подобные цементы приобретают высокую прочность на ранних этапах и могут использоваться для ремонтных работ. Они расширяются при закачивании и распадаются в присутствии воды, поэтому пригодны при блокировании зон поглощения и заколонных перетоков.
- **Цемент на дизельном масле** – смесь одного из базовых цементных классов (А, В, G, H), дизельного масла или керосина и поверхностно-активного вещества. У этих цементов неограниченное время застывания и застывание происходит только при наличии воды. Следовательно, они часто используются для блокирования обводнённых зон, где они абсорбируют и формируют плотный прочный цемент.

ТРЕБОВАНИЯ К ВОДЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Вода, используемая при приготовлении цементного раствора известна как вода для затворения цементного раствора. Выбор воды основан на необходимости:

- легкой закачки цементного раствора;
- гидратации цемента;
- фильтрации воды в пласт.

Количество воды, используемое для приготовления цементного раствора, тщательно контролируется. Если используется большое количество воды цемент не образует прочный барьер. В случае если используется недостаточное количество воды: –

Плотность и вязкость цементного раствора увеличиваются – Прокачиваемость уменьшается – Выход цементного раствора будет меньшим Количество используемой воды будет меняться в зависимости от конкретных условий температуры и давления.

СВОЙСТВА ЦЕМЕНТА

Свойства определенного цементного раствора будут зависеть от свойств используемого цемента, как обсуждалось выше. Однако есть и фундаментальные свойства, которые нужно принимать во внимание во время затворения цемента.

(а) Прочность цемента на сжатие.

Прочность цемента определяется как прочность схватившегося цементного раствора на растяжение и сжатие. Прочность на сжатие – это наиболее широко используемый параметр для количественной оценки прочности цемента. Башмак обсадной колонны нельзя разбуривать до тех пор, пока цементное кольцо не достигнет прочности на сжатие около 3,45 МПа. Прочность на сжатие зависит от содержания воды в растворе, времени выдержки, температуры и давления. Время схватывания цементного раствора может контролироваться химическими присадками.

Таблица 10.2

Прочность цементов на сжатие

		Портланд	“АНИ” класс G	“АНИ” класс H
Вода, галлон/мешок		5.19	4.97	4.29
Цементный раствор Wt, lb/gal		15.9	15.8	16.5
Объем цементного раствора cuft/sk		1.8	1.14	1.05
Температура (Def F)	Давление (Psi)	Типичная компрессионная прочность на сжатие (psi) @ 24 hrs		
60	0	615	440	325
80	0	1470	1185	1065
95	800	2085	2540	2110
110	1800	2925	2915	2525
140	3000	5050	4200	3180
170	3000	5920	4380	4485
200	3000	-	5110	4575

в) Время загустевания цементного раствора.

Время загустевания цементного раствора – это время в течение которого цементный раствор может прокачиваться в затрубное пространство. Оно определяется в лаборатории для конкретного цемента и равно времени жидкого состояния раствора, которое служит критерием сравнения различных цементов. Таким образом, основным показателем времени загустевания является вязкость.

В общей сложности 2–3 часа достаточно для того, чтобы завершить все операции по цементированию. Общая продолжительность операции цементирования не должна превышать 75 % от времени начала загустевания цементного раствора. Необходимо помнить, что в процессе закачки цементного раствора, возможно, его загрязнение буровым раствором, пластовыми флюидами. Это может значительно отразиться на параметрах цементного раствора, в частности на его вязкости. А это в свою очередь повлияет на прокачиваемость.

Условия скважины значительно влияют на время загустевания. Увеличение температуры, давления или водоотдачи, сокращают время загустевания, поэтому эти условия должны быть смоделированы при тестировании цементного раствора в лаборатории.

(в) Плотность цементного раствора.

Стандартные плотности цементного раствора могут изменяться для выполнения операций при индивидуальных требованиях (например: пласт с низкой прочностью может не выдержать гидростатическое давление цементного раствора, чья плотность приблизительно равна $1,8 \text{ г/см}^3$). Плотность может меняться при изменении количества воды или использования присадок к цементному раствору. Большинство плотностей цементных растворов варьируются между $1,3 \dots 2,2 \text{ г/см}^3$. Надо заметить, что эти плотности относительно высокие, когда нормальный градиент порового давления пласта считается эквивалентным $1,0 \text{ г/см}^3$. Общепринято, что у цементных растворов плотность намного выше, чем у буровых растворов, которые используются для бурения скважины. Как правило это неизбежно, если необходим застывший цемент с высокой прочностью на сжатие.

(г) Водоотдача.

Процесс усадки цементного раствора – это результат гидратации цемента. За счёт гидратации происходит фильтрация воды в пласт.. Количество допускаемой водоотдачи зависит от типа цементирования и состава цементного раствора.

Вторичное цементирование требует потери небольшого количества воды, поскольку цемент должен проникать в перфорационные каналы и блокировать их. Первичное цементирование не так критично зависит от водоотдачи. Количество водоотдачи из определенного цементного раствора должно определяться по лабораторным тестам. По стандартам лабораторных условий (фильтрационное давление 1000 psi , при 325 сетчатом фильтре) цементный раствор для работы должен нести водоотдачу $50 \dots 200 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. При первичном цементировании достаточно $250 \dots 400 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.

(д) Коррозийная стойкость.

Пластовая вода содержит определенные коррозионные элементы, которые могут вызвать повреждение цементного покрытия. Два компонента, которые как правило, содержатся в пластовых водах это сульфат натрия и сульфат магния. Они будут вступать в реакцию с известью, образуя, гидриды магния и натрия и сульфат кальция. Сульфат кальция реагирует с C_3A и образует сульфоалюминат, который вызывает расширение и нарушение целостности цементного камня. В основном это происходит вследствие того, что частицы сульфоалюмината по размерам больше частиц C_3A , которые они замещают, что и ведёт к разрушению цементного камня (растрескиванию). Снижение содержания C_3A и свободной извести в цементе увеличивает его коррозионную стойкость. Для получения высокой сульфатной стойкости цемента содержание C_3A должно быть $0 \dots 3 \%$. Пуццолановые добавки также повышают стойкость цемента к сульфатной агрессии, поскольку реагируя с известью, снижают её свободное содержание.

(е) Проницаемость.

После затвердевания цемента, проницаемость его очень низкая (< 0.1 миллиарди). Этот показатель намного ниже, чем у большинства продуктивных пластов. Однако если во время схватывания, происходит попадание в цемент флюидов (например, проникновение газа), то цементный камень будет иметь более высокие диапазоны проницаемости ($5 \dots 10$ Дарси).

ЦЕМЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ

Большинство цементов содержат некоторые присадки, чтобы регулировать свойства цементного раствора и оптимизировать цементирование (рис. 10.4). Большинство присадок известны по названиям торговых марок, используемыми обслуживающими

компаниями. Причины использования присадок следующие: – варьировать плотность цементного раствора – изменять прочность на сжатие – увеличить или замедлить время схватывания – контролировать водоотдачу – снизить вязкость цементного раствора. Присадки могут доставляться на буровую в сухом или в жидком виде и могут смешиваться с цементом или добавляться в воду для приготовления цементного раствора перед затворением. Количество используемых присадок обычно дается в процентном соотношении к весу цементного порошка. Некоторые присадки будут влиять более, чем одно свойство и нужно быть предельно внимательными в их использовании. Необходимо помнить, что раствор смешивается и тестируется в лаборатории для воспроизведения действительных условий скважины перед фактическим цементированием.

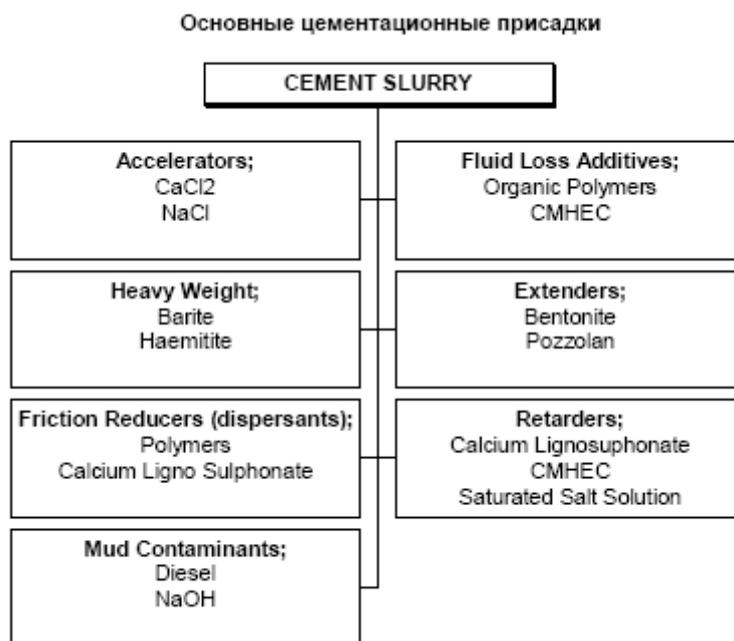


Рис. 10.4. Цементные присадки

а) Катализаторы

Катализаторы или ускорители схватывания добавляются в цементный раствор для сокращения времени схватывания цемента. Они используются, когда время схватывания цемента значительно больше, времени цементирования. Катализаторы играют особую важную роль в мелких скважинах, где температуры низки и поэтому цементному раствору понадобится больше времени для схватывания. Быстрохватывающиеся цементные растворы применяют для цементирования кондукторов и направлений, когда время ОЗЦ должно быть минимальным. В более глубоких скважинах более высокие температуры способствуют процессу загустевания, в таком случае в катализаторах необходимости нет.

Наиболее распространенные типы катализаторов следующие:

- хлорид кальция (CaCl_2) 1.5...2.0 %;
- хлорид натрия (NaCl) 2.0...2.5 %;
- морская вода.

Эти соли ускоряют схватывание цементного раствора за счёт увеличения ионного содержания водной фазы. В результате основные компоненты цемента C_3S , C_2S , C_3A быстрее гидратируют и освобождают гидроксид кальция.

Необходимо заметить, что высокая концентрация этих присадок будет вести себя как добавка-замедлитель.

б) Замедлители схватывания

В глубоких скважинах высокие температуры сократят время загустевания цементного раствора. Назначение замедлителей продлить время загустевания цементного раствора и заблаговременно избежать риска схватывания цемента в обсадной колонне. Температура скважины на забое является критическим фактором, который влияет на время схватывания цементного раствора, поэтому определяет необходимость применения замедлителей. При забойной температуре 125...135 °С эффект замедлителей будет определяться в соответствующих лабораторных испытаниях.

Наиболее распространенные типы замедлителей:

- кальцийлигносульфанат (иногда с органическими кислотами) 0,1...1,5 %;
- насыщенные солевые растворы;
- производные целлюлозы.

в) Облегчающие добавки

Облегчающие добавки используются для уменьшения плотности цементного раствора, когда гидростатическое давление цементного раствора превышает давление гидроразрыва пласта. При уменьшении плотности цементного раствора предельная прочность на сжатие также уменьшается, а время загустевания увеличивается.

Использование этих присадок позволяет увеличить объём воды, тем самым, увеличивая выход цементного раствора. Поэтому такие присадки иногда называются разбавителями.

Самые распространенные облегчающие добавки:

- Бентонит (2...16 %) – Это безусловно самый распространенный тип присадки, используемый для сокращения плотности цементного раствора. Бентонитовая глина, имеющая плотность 2650 кг/м³ поглощает воду, таким образом, позволяя добавить еще воды. Однако бентонит также сокращает прочность на сжатие и снижает сопротивление к сульфатной агрессии. Добавление бентонита увеличит количество получаемого цементного раствора. Для цемента класса G плотность может быть снижена с 1890 кг/м³ до 1510 кг/м³ путём добавления 12 % бентонитовой глины.
- Пуццолан – Это кремнистый материал вулканического происхождения с плотностью 2500 кг/м³. При смешивании его с портландцементом в отношении 50/50 и добавлении 2 % бентонитовой глины получают цементный раствор с плотностью 1600 кг/м³. В результате применения пуццолана происходит незначительное снижение прочности на сжатие, но увеличивается сопротивление сульфатной коррозии.
- Диатомовая земля (10...40 %) – Большая площадь поверхности диатомовой земли способствует большому поглощению воды, и её добавки образуют цементные растворы с низкой плотностью, ниже 1300 кг/м³.

г) Утяжеляющие добавки

Утяжеляющие добавки используются при цементировании интервалов с высокой прочностью пластов. Наиболее распространенные типы присадок:

- Барит (сульфат бария) – плотность 4250 кг/м³, может использоваться для достижения плотностей бурового раствора до 2150 кг/м³. Увеличивает прочность цементного раствора, но ухудшает прокачиваемость.
- Гематит (Fe₂O₃) – высокая плотность 5020 кг/м³ обеспечивает повышение плотности цементного раствора до 2630 кг/м³. Гематит значительно сокращает прокачиваемость цементных растворов, поэтому при его использовании могут потребоваться присадки сокращающие трение.

д) Понижители водоотдачи

Понижители водоотдачи используются для предотвращения обезвоживания цементного раствора и преждевременного схватывания. Наиболее распространённые

присадки: – Органические полимеры (целлюлоза) 0.5...1.5 % – Карбоксиметил гидроксиметилцеллюлоза (КМЦ) 0.3...1.0 % (КМЦ будет также вести себя как замедлитель).

е) Присадки уменьшающие трение (Диспергаторы) Диспергаторы добавляются для улучшения свойств цементного раствора. В частности они снижают вязкость цементного раствора, так чтобы турбулентность происходила при более низком циркуляционном давлении, тем самым сокращая риск разрыва пластов. Наиболее распространенные: – Полимеры 0,3...0,5 % – Соль 1...17 % – Кальцийлигносульфанат (0,5...1,6 %)

10.4. Оборудование для цементирования скважин

К оборудованию, необходимому для цементирования скважин, относятся: цементировочные агрегаты, цементно-смесительные машины, цементировочная головка, заливочные пробки и другое мелкое оборудование (краны высокого давления, устройства для распределения раствора, гибкие металлические шланги и т. п.).

Агрегат цементировочный АЦ-32 или ЦА-320 (рис. 10.5) предназначен для нагнетания различных жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также для проведения других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Монтируется на шасси автомобиля КрАЗ, Урал.



Рис. 10.5. Цементировочный агрегат ЦА-320

Установки смесительные (рис. 10.6) предназначены для транспортировки сухих порошкообразных материалов, механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин. Привод винтовых конвейеров – от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданные валы.



Рис. 10.6. Установка смесительная

Установки смесительные механические изготавливаются на шасси автомобилей «КрАЗ» и «УРАЛ». Смесительные установки – передвижные нефтепромысловые. Составляет из бункера, коробки отбора мощности, загрузочного и дозировочных винтовых конвейеров, смесительного устройства с щелевидной насадкой, централизованного поста управления установкой и другого вспомогательного оборудования.

Регулировку плотности тампонажного раствора производят:

- изменением давления жидкости затворения перед щелевидной насадкой;
- изменением частоты вращения дозирующих винтовых конвейеров.

Тонкую регулировку плотности раствора производят поворотом пробки крана ГРПП на требуемый угол.

Стабильность плотности приготавливаемого тампонажного раствора достигается поддержанием постоянного давления перед щелевидной насадкой.

Таблица 10.3

Техническая характеристика смесительной установки

Наибольшая производительность (для тамп. раствора плотн. 1,85 г/см ³), дм ³ /с	27
Плотность приготовленного раствора, г/см ³	1,2...2,4
Максимальная масса транспортируемого материала по дорогам, т	
• с твердым покрытием	11,5
• по остальным, включая участки бездорожья	9,5
Максимальная производительность по сухому цементу, т/ч	
• загрузочного винтового конвейера	15
• расчетная дозирующих винтовых конвейеров	132

При помощи цементировочного агрегата производят затворение цемента (если не используется цементно-смесительная машина), закачивают цементный раствор в скважину, продавливают цементный раствор в затрубное пространство. Кроме того, цементировочные агрегаты используются и для других работ (установка цементных мостов, нефтяных ванн, испытание колонн на герметичность и др.).

С учетом характера работ цементировочные агрегаты изготавливают передвижными с монтажом всего необходимого оборудования на грузовой автомашине. На открытой платформе автомашины смонтированы: поршневой насос высокого давления для прокачки цементного раствора; замерные баки, при помощи которых определяют количество жидкости, закачиваемой в колонну для продавки цементного раствора; двигатель для привода насоса.

Для цементирования обсадных колонн в основном применяют цементировочные агрегаты следующих типов: ЦА-320М, ЗЦА-400, ЗЦА-400А и др. (ЦА – цементировочный агрегат, цифры 320 и 400 соответственно 32 и 40 МПа – максимальное давление, развиваемое насосами этих цементировочных агрегатов).

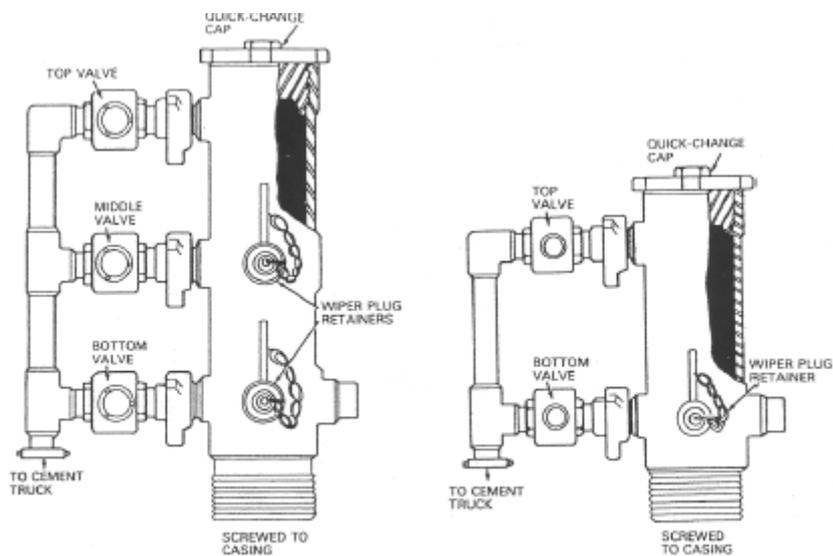
Для централизованной обвязки цементировочных агрегатов с устьем скважины применяют блок манифольдов. Он состоит из коллектора высокого давления для соединения ЦА с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения воды и продавочной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов, как правило, оборудован грузоподъемным устройством.

Цементно-смесительные машины. Цементирование осуществляется при помощи цементно-смесительных машин. Применяются различные типы цементно-смесительных машин: СМ-10, 2СМН-20, СПМ-20 др. В данном случае цифры 10, 20 и т. п. обозначают количество цемента (в т), которое возможно поместить, в бункер смесительной машины.

Цементировочные головки (рис. 10.7) предназначены для промывки скважины и проведения цементирования. Спущенная обсадная колонна оборудуется специальной цементировочной головкой, к которой присоединяются нагнетательные трубопроводы (манифольды) от цементировочных агрегатов.

В настоящее время применяются цементировочные головки ЦГЗ, ГЦК, ГЦ5-150, СНПУ, 2ГУЦ-400 и др. Так как в конструктивном отношении все перечисленные го-

ловки имеют сходство, то рассмотрим в качестве примера одну из них. На рис. 160 показана головка устьевая цементировочная 2ГУЦ-400, предназначенная для обвязки устья при цементировании скважин и рассчитанная на максимальное давление 40 МПа.



ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ ГОЛОВКИ С ДВУМЯ И ОДНОЙ ПРОБКОЙ

Рис. 10.7. Цементировочные головки

При одноступенчатом и двухступенчатом цементировании используются специальные цементировочные пробки (рис. 10.8).

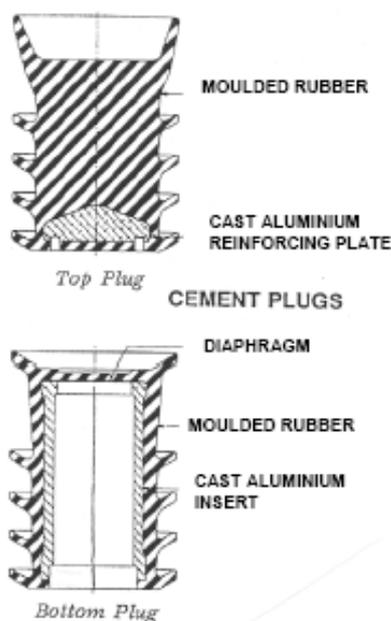


Рис. 10.8. Цементировочные пробки

Цементно-смесительное оборудование: На многих буровых цемент и присадки замешиваются насыпью, что значительно облегчает процесс. Для больших объемов на буровой может потребоваться несколько контейнеров для хранения цемента. Для любого цементирования должно быть достаточно воды для затворения цементного раствора при желаемом водоцементном соотношении, когда требуется. Вода для затворения должна быть очищена от загрязнителей. Воду вводят в цемент в струйном смесителе. Смеситель

из конической засыпной воронки, емкости для смешивания, линией водоснабжения и выходом для цементного раствора. Как только вода закачивается через нижнюю часть бункера, создается эффект Вентури и цемент запускается в поток воды, замешивается цементный раствор. Цементный раствор поступает в специальную емкость, где измеряется плотность. Плотность цементного раствора регулярно проверяется во время цементирования, так как это первоначальные средства при помощи которых определяется качество цементного раствора. Если плотность цемента верна, тогда верное количество воды было замешано с цементом. Образцы можно получить прямо из смешивающего аппарата и взвесить согласно стандартному балансу бурового раствора или могут использоваться автоматические устройства (плотномеры). В наличии имеются различные типы аппаратов закачивания цемента. Для выполнения работ на земле их можно доставить на трейлере. У оборудования, как правило, двойные (парные) насосы (тройные, нагнетательные), которые могут работать на дизеле или при помощи электрических моторов. Эти аппараты могут функционировать при высоком давлении (до 1400 атм.), но, как правило, работают на более низких давлениях. Большинство аппаратов способны производить 20...30 м³ цементного раствора в минуту.

Цементировочная головка (рис. 10.7) обеспечивает связь между линией нагнетания из цементировочного агрегата и верхней частью обсадной колонны. Часть оборудования предназначена для удержания цементировочных пробок, используемых в общепринятом первичном цементировании. Цементировочная головка позволяет освободить нижнюю пробку, и закачивать цементный раствор, освободить верхнюю пробку и перемещать цементный раствор, исключая демонтаж оборудования в верхней части обсадной колонны. В целях облегчения операции, цементировочная головка должна быть установлена как можно ближе к полу буровой вышки. Цементировочные работы будут безуспешными, если цементировочные пробки установлены в неправильном порядке или не высвобождены из цементировочной головки.

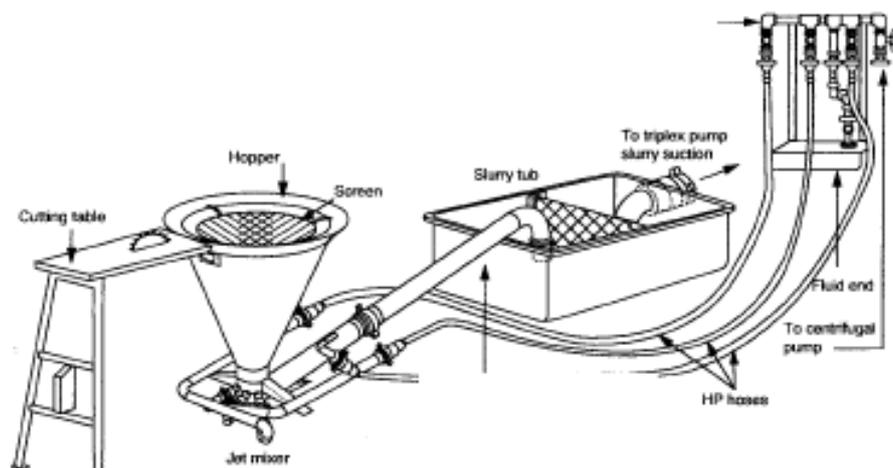


Рис. 10.9. Принципиальная схема процесса цементирования скважины

Активный буровой раствор обычно используется для продавки цементного раствора. Цементировочные агрегаты или буровые насосы могут использоваться для продавки. Буровые насосы склонны к тенденции использоваться, при больших объемах замещения. Как правило, используют цементировочные агрегаты, так как обеспечивают большую точность. Эффективность замещения бурового раствора цементным зависит от структуры потока. Турбулентный поток в затрубье обеспечит более эффективное замещение бурового раствора.

10.5. Осложнения при креплении скважин

Основные осложнения при креплении скважин следующие:

- недоподъем тампонажного раствора (рис. 10.10);
- межпластовые перетоки;
- флюидопроявления;
- недоспуск колонн.

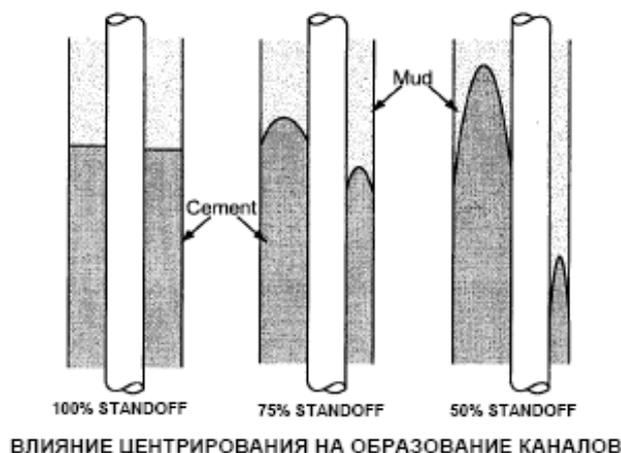


Рис. 10.10. Осложнения при креплении

Если недоподъем раствора или недоспуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки и флюидопроявления требуют изменения технологии крепления скважин и применения других тампонажных материалов, повышения качества геофизического исследования скважин.

Анализ осложнений показывает, что вследствие неправильного определения ВНК около 38 % скважин содержит обводненную продукцию; 29 % осложнений связано с поглощением тампонажного раствора и как следствие недоподъемом цементного раствора, на межпластовые перетоки приходится около 15...25 %, флюидопроявления – 5 % и 5...13 % связано с недоспуском колонн.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат.

Так, например, затраты на ликвидацию межпластовых перетоков составляют в среднем 15 % от стоимости скважины при продолжительности ремонтных работ превышающих время строительство самой скважины. Все указанные выше причины некачественного крепления скважин резко снижают их долговечность.

Производственный опыт показывает, что при долговечности скважин $T_c = 10$ лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25...50 %, и при $T_c \geq 30$ лет всего лишь 10...15 %. В связи с этим качество крепления скважин имеет актуальное значение.

10.6. Факторы, влияющие на качество крепления скважин

Природная группа факторов: термобарические условия в скважине, тектонические нарушения, ФЕС коллектора и степень его неоднородности, положение продуктивных пластов по отношению к подошвенным и пластовым водам.

Влияние природных факторов оценено в настоящее время неполно в следствии сложности моделирования процессов, отсутствия аппаратуры и соответствующих методик.

Технико-технологические факторы:

- состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, кривизна и перегибы ствола, толщина фильтрационной корки);

- конструкция обсадной колонны и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн, расстановка технологической оснастки);
- тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства коррозионная устойчивость тампонажного раствора (камня));
- технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидкости, скорость восходящего потока, соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей, расхаживание и вращение колонн);
- уровень технической оснащенности процесса цементирования.

Организационные факторы:

- уровень квалификации членов тампонажной бригады;
- степень соответствия процесса цементирования технологическому регламенту;
- степень надежности цементировочной схемы.

Действие температур

Рост температуры с 20 до 75 °С обеспечивает увеличение прочности цементного камня в течении всего периода твердения. Увеличение температуры до 110 °С приводит к снижению прочности с одновременным увеличением проницаемости цементного камня. Другой причиной увеличения проницаемости цементного камня является усадка в процессе твердения, вследствие содержания в портландцементе до 60 % оксида кальция и последующего его выщелачивания гидрооксида кальция при его взаимодействии с кальцийсодержащими пластовыми флюидами.

На месторождении с АВПД наиболее опасны заколонные нефтегазопроявления. Для их предупреждения необходимо:

- закачивание в скважину разнотемпературных пачек цементного раствора, отличающихся по времени схватывания на 2 ч, обеспечивающее быстрое твердение нижней части столба цементного раствора и исключающее прорыв газа;
- создание в затрубном пространстве избыточного давления сразу после окончания цементирования;
- увеличение плотности бурового раствора до возможно максимальной величины;
- использование многоступенчатого цементирования;
- увеличение плотности жидкости затворения;
- использование седиментационно устойчивых тампонажных материалов с ускоренным сроком схватывания;
- создание плотной баритовой пробки, размещаемой между верхней и нижней порциями тампонажного раствора. Осаждение барита в период ОЗЦ приводит к образованию непроницаемой перегородки.

Расположение продуктивного пласта

При расстоянии между продуктивным и напорными горизонтами менее 10 метров приводит к преждевременному обводнению скважин, число таких скважин достигает 30 %.

Цементное кольцо выдерживает перепад давления до 10 МПа при толщине разобщающей перемычки более 5 м, при толщине такой перемычки меньше указанной величины необходима установка заколонных пакеров.

Эффективность крепления с использованием от одного до четырех пакеров показал опыт работ на Самотлорском, Федоровском, Суторминском и Лянторском месторождениях.

Процесс цементирования с использованием пакеров предусматривает расширения уплотнительного рукава пакера с герметизацией затрубного пространства перед открытием циркуляционных отверстий, через которую цементирую колонну выше пакера.

Практика применения заколонных пакеров показала, что их применение эффективно, если расстояние перфорации до водоносного пласта >3 м, а диаметр каверн не превышает 0,25 м.

При толщине разобщающей перемишки <3 м возникают сложности с установкой пакера, т. к. существующие методы контроля не обеспечивают точную установку пакера, обусловленные тем, что довольно трудно подсчитать удлинение колонны под действием растягивающих нагрузок и температуры, а также разного характера деформации при удлинении каротажного кабеля и буровых труб. В среднем удлинение эксплуатационной колонны $\varnothing 146$ мм достигает 1 м на каждые 1000 метров.

Наибольшую сложность при качественном креплении скважин представляют тонко переслаивающиеся пласты с внутрипластовыми водами. В этом плане заслуживает внимание метод основанный на разном пьезопроводности водных и нефтяных пластов отличающихся друг от друга в 50 раз.

Для реализации этого метода в скважине после закачки расчетного количества тампонажного раствора плавно повышают давление над пластом путем частичного перекрытия заколонного пространства. Затем резко сбрасывают давление и оставляют на 0,3 ч. Через 1 мин. после сброса давления радиус гидродинамического возмущения в нефтяном пласте составил 2,8 м, тогда как в водоносном – 21,5 м, если обусловило поступление цементного раствора в водоносные пропластки.

Технико-технологические факторы

Одна из основных причин неудовлетворительного цементирования – наличие толстой фильтрационной корки на стенках скважины и обсадных труб. Тампонажный раствор в турбулентном режиме способен вытеснить до 95 % бурового раствора, но не способен удалить глинистую корку. Доказано, что даже при скорости 3 м/с глинистая корка не удаляется. При механической очистки с помощью скребков иногда случаются поглощения или прихваты колонн, поэтому заслуживают внимание рекомендации не очищать корку, а упрочнять ее путем химической обработки или применения тампонажных растворов на полимерной основе, фильтрат которых способен отверждаться, упрочняя при этом корку. Однако такая технология не приемлема в ПЗП.

Кривизна и перегибы ствола

Качественное крепление наклонно-направленных скважин осложняется тем, что ствол всегда осложнен перегибами, желобными выработками, кавернами, осадками твердой фазы на нижней стенке ствола.

Указанные причины не позволяют качественно вытеснить буровой раствор, и даже применение центраторов не гарантирует соприкосновение обсадной колонны со стенками скважин с оставлением протяженных «защемленных» зон бурового раствора.

С отфильтровыванием части жидкости затворения в проницаемые породы и усадкой цементного камня связано возникновение 80 % микрогазов размером 0,07...0,14 мм.

Существенное влияние оказывает изменение давления за колонной в процессе ОЗЦ, связанное с опережающим схватыванием цементного раствора против хорошо проницаемых пластов.

Отрицательное влияние оказывает подогрев продавочной жидкости, воды затворения и тампонажного раствора. Для предупреждения возникновения осложнений рекомендуется использовать незамерзающие продавочные жидкости и минерализованные тампонажные растворы с пониженным водоцементным отношением.

Общими мероприятиями по улучшению состояния контакта являются:

- снижения давления до атмосферного сразу после продавливания раствора;
- ограничение мощности залпа перфоратора до 10 отверстий на 1 м, при большей мощности нарушается контакт на длине 10 м. и более, при этом давление в сква-

жине при взрыве 10 зарядов ПСК 80 составляет 83,3 МПа, а при взрыве 58 зарядов ПСК – 105...278 МПа;

- использование расширяющихся тампонажных материалов;
- опрессовка колонн сразу после окончания цементирования;
- установка пакеров;
- использование для разбуривания цементного камня лопастными долотами.

Ликвидация таких зон возможных воздействием на них высоконапорных струй жидкости или использование эксцентриковых устройств.

Вращение и расхаживание колонны

В большинстве случаев эти технологические операции не проводятся вследствие отсутствия соответствующего оборудования, а также недостаточной прочности колонн. Для обеспечения безаварийного расхаживания прочность колоны должны рассчитываться с коэффициентом запаса прочности на растяжении равным 1,6 (без учета плавучести). Эффект вращения существенен при частоте вращения до 35 об/мин. При скорости подъема 0,2...0,3 м/с, и плавного спуска без рывков при скорости 0,4...0,5 м/с перед остановкой опасения разрыва обсадной колонны не обоснованы. Эффективность цементирования при расхаживании и вращении колонны увеличивается на 15...20 %, успешность на 90 %. Не рекомендуется вращение и расхаживания колонны при осложнениях ствола вызванных сужениями, резкими перегибами, большими азимутальными углами искривления, использовании утяжеленного бурового раствора.

Характеристика контакта цементного камня с колонной

Нарушение герметичности контакта – главная причина межпластовых перетоков. Причинами нарушения являются:

- избыточное давление в колонне в период ОЗЦ;
- состояние наружной поверхности обсадной колонны;
- вторичное вскрытие пласта взрывными перфораторами.

Качество формируемого цементного камня.

Важным условием надежного разобщения пластов является предупреждение фильтрации пластового флюида через поровое пространство твердеющего раствора. Для этих целей используются:

- цементно-смолистая композиция (ЦСК) с добавкой смолы ТЭГ-1, обеспечивающих качество цементирования с близкорасположенными водоносными объектами;
- цементно-латексный раствор стабилизированного ПАВ, обладающего повышенным (более чем в 3 раза) сопротивлением к гидравлическому разрыву, пригодным для крепления проницаемых горных пластов и пластов с внутрипластовыми водяными пропластками.

Буферные жидкости

Для повышения степени заполнения заколонного пространства тампонажным раствором важен правильный выбор типа и объема буферной жидкости.

Объем буферной жидкости для эффективной очистки затрубного пространства зависит от времени контакта и определяется как произведение:

$$V_{б.ж.} = S_{з.н.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (10.1)$$

где $S_{з.н.}$ – площадь затрубного пространства, м²; $V_{в.п.}$ – скорость восходящего потока, м/с ($V_{в.п.} \geq 1$ м/с); t – время контакта, с ($t=420-480$ с).

Время контакта играет существенную роль в эффективности цементирования. При времени контакта менее 7 мин в 50 % случае качество цементирования было неудовлетворительным и требовалось повторное цементирование.

Полноту вытеснения бурового раствора можно существенно увеличить, если в качестве буферной жидкости использовать нефть или дизельное топливо.

Добавление в буферную жидкость кварцевого песка с фракциями 0,2...0,8 мм в количестве 5...20 % (по массе) приводит к турбулизации потока даже при низких скоростях движения.

Технологические параметры цементирования

Определяющим фактором полноты замещения жидкостей в затрубном пространстве является – скорость восходящего потока и режим его течения. Последний оценивается обобщающим параметром Рейнольдса Re^* .

Высокая степень вытеснения может быть достигнута и при низких скоростях течения при условии определенного соотношения реологических параметров контактирующих жидкостей. Турбулентный режим потока возможен при условии:

$$V_{кр} > 0,25 \sqrt{\frac{10\tau_0}{\rho}}, \quad (10.2)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па; ρ – плотность раствора, г/см³.

При меньшем значении скорости потока существует струйный режим.

Существенное значение на степень вытеснения играет эксцентricность колонн, в наклонной под углом 30° скважине даже при скорости восходящего потока 3 м/с полнота вытеснения не превышает 70 %, а при скорости 0,4...0,7 м/с площадь цементного кольца составляет всего 40 %.

Лучшее вытеснение бурового раствора происходит при меньшей разнице плотностей растворов, но при большей скорости закачивания тампонажного раствора.

Технологическая оснастка

Качество работ значительно повышается при совместном использовании центраторов и скребков.

В этом случае число ремонтных работ снижается с 60 % до 16 %.

Если вследствие деформации диаметр центраторов уменьшается до диаметра долота, то эффективность их применения будет незначительна и образование застойных зон предупреждается при коэффициенте кавернозности не превышающим 1,1...1,3. Поэтому, для увеличения степени замещения цементный раствор необходимо прокачивать при высоких скоростях его течения, обеспечивая турбулентный режим.

Для упрощения технологической оснастки обсадных колонн и повышения их жесткости предложена конструкция центратора-турбулизатора, представляющий собой центратор, у которого планки относительно их средней части развернуты во взаимно противоположные стороны, что обеспечивает турбулизацию потока.

На практике число элементов технологической оснастки не превышает 50, хотя для качественного цементирования их число должно быть в 2 раза больше.

РЕКОМЕНДАЦИИ

Главная причина плохой изоляции после цементирования – это наличие каналов в цементном камне. Эти каналы образованы не вытесненным буровым раствором, вследствие неэффективных работ. Это может происходить по различным причинам. Главные причины этого – плохое центрирование обсадной колонны в стволе скважины и нарушение технологии цементирования.

В целях повышения качества цементирования необходимо:

- Использовать центраторы, особенно в интервалах интенсивного искривления ствола.

- Перемещать обсадную колонну в процессе цементирования. Где возможно, необходимо вращение (например, цементирование хвостовика) вращение предпочтительнее расхаживания, так как последнее может вызвать дополнительную нагрузку на пласт.
- Перед цементированием необходимо модифицировать буровой раствор (снизить пластическую вязкость, ДНС) для гарантии хороших реологических свойств, чтобы буровой раствор мог легко перемещаться.
- Необходимо использовать буферные жидкости для предотвращения загрязнения цементного раствора буровым и для отмывания глинистой корки (контакт буфера с коркой – 10 минут).
- Обеспечить закачку буфера в турбулентном режиме. Это не всегда возможно в обсадных колоннах большого диаметра, где высокая скорость закачки и давления могут вызвать разрыв пласта.

10.7. Заключительные работы и проверка результатов цементирования

Продолжительность твердения цементных растворов для кондукторов – 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн – 24 ч.

Продолжительность твердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных предварительного их испытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин для предупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе. В случае увеличения веса на 2–3 деления по индикатору необходимо разгружать ее до веса, зафиксированного после ее спуска. За показаниями индикатора веса следует наблюдать на протяжении 10...12 ч после окончания цементирования.

По истечении срока схватывания и твердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой.

При схватывании и твердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5...10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.

Акустический цементмер (АКЦ) (рис. 10.11) Этот метод является широко используемым, так как он позволяет определить не только ВПЦ, а так же качество сцепления цемента. Прибор, генерирующий звуковые волны, спускается на кабеле, центрируется в скважине и затем начинает работать, отправляя и принимая импульсы. Время прохождения импульса до приемника и амплитуда возвратного импульса определяют силу сцепления цемента. Так как скорость звука в цементе выше скорости звука в породе или буровом растворе, то первые импульсы, полученные приемником, это импульсы, прошедшие через обсадную колонну. Высокая амплитуда говорит о низком качестве сцепления цемента. При хорошем сцеплении амплитуда угасает.

Применение метода гамма-гамма-каротажа (ГГК) основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность метода ГГК заключается в измерении рассеянного гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикаторов.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин.

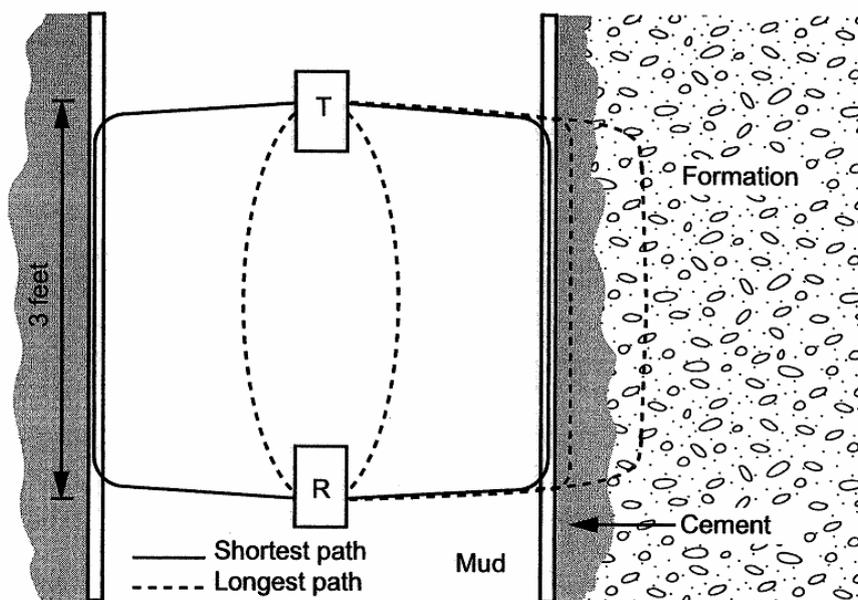


Рис. 10.11. Контроль качества цементирования, акустический метод

Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно больших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины.

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

- а) подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;
- б) спрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;
- в) контролировать давление в межтрубных пространствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или пикообразное долото на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахождения цементного раствора внутри обсадной колонны в случае необходимости приступают к разбурированию заливочных пробок, остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны.

Разбурирование должно вестись пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцовым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения.

Если предполагается разбурить только заливочные пробки, упорное кольцо «стоп» и цементный стакан до обратного клапана, то можно не оборудовать устье скважины противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оборудовать соответствующим образом.

Перед прессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны.

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 Мпа при опрессовке давлением более 7 Мпа и не более чем на 0,3 Мпа при опрессовке давлением менее 7 Мпа. Отсчет времени начинают спустя 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют снижением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была менее 1400 кг/м^3 , или заменой более тяжелого бурового раствора на воду. Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в течение 8 ч поднимается не более чем на 1 м в 146- и 168-мм колоннах и на 0,5 м в 194- и 219-мм колоннах и больше (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости со стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн прессовкой обычно пользуются цементировочным агрегатом. Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня пользуются компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате.

При испытании на герметичность может оказаться, что колонна негерметична. Одно из первоначальных мероприятий по устранению негерметичности – определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жидкости. После замера электросопротивляемости однородной жидкости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивления, выраженную прямой линией по оси ординат. Вызывая снижением уровня в колонне приток воды и вновь измеряя сопротивление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи в колонне производят дополнительное цементирование по способу Н. К. Байбакова, опуская трубы, через которые будет прокачиваться цементный раствор, на 1...2 м ниже места течи.

10.8. Расчет цементирования

Перед проведением цементирования необходимо рассчитать: – Объем цементного раствора – Количество цемента – Объем воды затворения – Объем добавок – Объем продавочной жидкости – Продолжительность цементирования. Расчеты производятся на основе программы цементирования. Они должны производиться в следующей последовательности:

1. Объем цементного раствора.

Объем цементного раствора определяется объемами заколонного пространства и цементного стакана с учетом коэффициента кавернозности. Требуемый объем цементного раствора, определит необходимое количество сухого цемента, воды затворения и продавочной жидкости. Коэффициент кавернозности характеризует увеличение объема скважины за счет объема каверн, обычно изменяется от 1,2 до 2,5. Коэффициент кавернозности определяется геологической службой на основании ГИС (кавернограмм) и опыта цементирования соседних скважин. Объемы межтрубного пространства, обсадных колонн и необсаженных скважин указаны в таблицах по цементированию сервисных компаний. Эти объемы также можно рассчитывать, но таблицы по цементированию просты в использовании и облегчают работы по проектированию.

2. Количество мешков цемента.

Несмотря на то, что цемент поставляется на буровую в контейнерах ЦСМ, измерение его идет в количестве мешков. Каждый мешок цемента весит 42,6 кг. (США), или 50 кг. (Россия). Требуемое количество мешков цемента зависит от требуемого количества цементного раствора и выхода раствора с мешка. Выход цементного раствора зависит от типа порошка цемента (классификация АНИ) и водоцементного отношения. Последнее так же будет зависеть от типа цемента, давления и температуры. Требуемое количество мешков рассчитывается следующим образом:

Кол-во мешков = Общий объем раствора / Выход цементного раствора с мешка

В случае доставки цемента на буровую в цементно-смесительных машинах, необходимо рассчитать количество ЦСМ. Это будет необходимо для дальнейших расчётов. Количество ЦСМ определяется как отношение общей массы цемента к грузоподъёмности одной машины. **3. Объём воды затворения.**

Объём воды затворения зависит от типа используемого цементного порошка. Рассчитать количество воды можно следующим образом:

$$\text{Объём воды затворения} = \text{Объём воды} / \text{мешок} * \text{Кол-во мешков}$$

4. Объём добавок

К цементу может добавляться масса добавок, которые поставляются к буровой в жидком или сухом виде. Количество добавки зависит от процентного содержания их в цементе. Количество мешков добавок можно рассчитывать:

$$\begin{aligned} \text{Кол-во мешков добавок} &= \text{Кол-во мешков цемента} * \% \text{ Добавок} \\ \text{Вес добавки} &= \\ &= \text{Кол-во мешков добавок} * 50 \text{ кг} \end{aligned}$$

Количество добавок всегда зависит от количества используемого цемента.

5. Объём продавочной жидкости.

Объём бурового раствора, используемого для вытеснения цемента из бурильной или обсадной колонны называется объёмом продавочной жидкости. Её объём зависит от способа цементирования. а. Цементирование через бурильные трубы: Объём продавочной жидкости зависит от внутреннего объёма бурильных труб и глубины башмака.

$$\text{Объём продавочной жидкости} = \text{Объём БТ} \times \text{глубина обсадной колонны} - 0,2 \text{ м}^3$$

б. Стандартная операция:

При проведении стандартного цементирования, объём вытесняемой жидкости рассчитывается исходя из объёма обсадной колонны и глубины муфты с обратным клапаном.

$$\begin{aligned} \text{Объём продавочной жидкости} &= \\ &= \text{Объём обсадной колонны} * \text{Глубина муфты с обратным клапаном} \end{aligned}$$

в. Двухступенчатое цементирование:

При цементировании в две стадии, первая стадия вытесняется буровым раствором, рассчитанным как и при обычной операции, описанной выше. Вторая стадия вытеснения рассчитывается основываясь на основе объёма обсадной колонны и глубины расположения МСЦ

1-й цикл:

$$\begin{aligned} \text{Объём продавочной жидкости} &= \\ &= \text{Объём обсадной колонны} \times \text{Глубина муфты с обратным клапаном} \end{aligned}$$

2-й цикл:

$$\text{Объём продавочной жидкости} = \text{Объём обсадной колонны} \times \text{Глубина МСЦ}$$

6. Продолжительность операции цементирования

Продолжительность процесса складывается из времени приготовления и закачивания, продавливания цементного раствора, а также дополнительного времени. Принимая в расчет неполадки, которые могут возникать к значению общей продолжительности процесса добавляется дополнительный период, так называемый период непредвиденных обстоятельств (в среднем 1 ч). Продолжительность операции рассчитывается как:

$$T_{\text{ч}} = \frac{V_{\text{см}}}{Q_{\text{см}}} + \frac{V_{\text{пр}}}{Q_{\text{пр}}} + t_{\text{дон}} \quad (10.3)$$

ПРИМЕР: РАСЧЕТ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

В скважину спущена эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм., массой 38,7 кг/м., необходимо провести ее одноступенчатое цементирование. Продавку цемента производить буровым раствором.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

Глубина спуска колонны 4195 м
Глубина скважины 4200 м
Диаметр ствола скважины 215,9 мм
Высота цементного стакана 10 м
Объем буферной жидкости (1,1 г/см³) 5 м³
Плотность бурового раствора 1,2 г/см³
Цемент:
ВПЦ 2000 м
Тип цемента Марка Н
Выход 34 л/мешок
Объем воды для затворения 25 л/мешок
Плотность цементного раствора 1,5 г/см³
Вес мешка цемента 42,63 кг
Коэффициент кавернозности 1,5
Вмещаемые объемы:
Затрубное пространство (215,9 x 177,8 мм) 0,0118 м³/м
Колонна 177,8 245 мм 0,0245 м³/м
Ствол 215,9 мм 0,0366 м³/м

ОПРЕДЕЛИТЬ:

- Массу сухого цемента, необходимого для цементирования.
- Объем воды затворения.
- Общее время цементирования, предположив, что производительность затворения $Q_z = 1200$ л/мин., производительность при вытеснении $Q_v = 850$ л/мин., время освобождения пробки $T_p = 15$ мин.
- Разница давлений в конце цементирования, перед посадкой пробки.
- Скорость потока в затрубном пространстве необсаженного ствола во время продавки. Определим объем цементного раствора.

$$V_{ц.р.} = V_{ц.с.} + V_z + V_{к.п.} = 0,0245 * 10 + 0,0366 * 5 + 0,0118 * 2000 * 1,2 = 28,8 \text{ м}^3$$

Количество мешков цемента равно $28,8 / 0,034 = 847$

Масса сухого цемента $M_{с.ц.} = 847 * 42,63 = 36107,6$ кг

Объем воды затворения

$$V_{в.з.} = 847 * 0,025 = 21,18 \text{ м}^3$$

Общее время цементирования

$$T = T_z + T_p + T_v = V_{ц.р.} / Q_z + T_p + ((H_{сп.} - H_{ц.с.}) * V_{к.п.}) / Q_v = 28,8 / 1,2 + 15 + 4185 * 0,0245 / 0,85 = 24 + 15 + 121 = 160 \text{ мин.}$$

Определим перепад давления перед посадкой пробки

$$P = P_z - P_k = (1200 * 9,81 * 2000 + 5 / 0,0118 * 9,81 * 1100 + 1500 * 9,81 * (4185 - 2000)) - 1200 * 9,81 * 4185 = 23,5 + 4,6 + 32,2 - 49,3 = 11 \text{ МПа}$$

Скорость потока в затрубном пространстве = $0,0142 / 0,018 = 0,8$ м/с.

11. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Падение добычи нефти в стране, наблюдающееся в последние годы, во многом вызвано объективными причинами. Так, за последние 15 лет прирост запасов осуществлялся за счет открытия месторождений сложного строения с низкопроницаемыми коллекторами, то есть за счет открытия месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Анализ структуры запасов показал, что уже в настоящее время на предприятиях в Западной Сибири на долю трудноизвлекаемых приходится до 70 % общих запасов.

Скважины с дебитом ниже какой-то постоянно изменяющейся величины нерентабельны. Их появление сигнал для проведения работ по оценке эффективности разработки месторождения и поиска решений для увеличения дебита скважин и обеспечения максимально возможной нефтеотдачи пласта. Одной из причин появления малопродуктивных скважин может быть искусственное ухудшение проницаемости пород, в частности, в околоскважинной зоне при заканчивании скважин.

Даже при однородных коллекторских свойствах пласта можно получить скважины с различной продуктивностью. Качество работ при заканчивании скважин, наряду с выбором оптимальной схемы разработки, является важнейшим фактором, определяющим эффективность эксплуатации месторождений.

В настоящее время положение таково, что существующие технологии вскрытия продуктивных пластов в подавляющем большинстве случаев не обеспечивают сохранения естественной проницаемости пород в околоскважинной зоне.

При работе скважины продуктивный пласт может в значительной мере восстановить свою проницаемость за счет очистки околоскважинной зоны, но это касается высокопроницаемых коллекторов. При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами такого явления не наблюдается. Дело в том, что при применении одной и той же технологии вскрытия коллекторов низкопроницаемым пластам наносится значительно больший ущерб; чем высокопроницаемым. Определяющим здесь является образование в пласте зон капиллярно-удерживаемой воды, разбухание пластовых глин и коагуляция поровых каналов твердой фазой бурового раствора.

Не менее интересен тот факт, что в работающей скважине основная часть энергии на продвижение жидкости к забою скважины тратится в непосредственной ее окрестности. Так, при притоке жидкости к скважине, находящейся в центре кругового пласта радиусом 400 м, половина энергии тратится в зоне пласта скважины радиусом всего 5 м. В такой ситуации при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами даже при высоком качестве заканчивания скважин нет оснований ожидать больших дебитов.

Поэтому необходимо искать пути снижения потерь энергии пласта при движении пластового флюида в околоскважинной зоне.

При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами для условий

Западной Сибири продуктивность скважин определяется следующими этапами работ:

- обеспечение высокого качества открытого ствола скважины перед вскрытием продуктивного пласта (если эксплуатационная колонна не спускается до кровли продуктивного пласта);
- качественное вскрытие продуктивного пласта бурением;
- спуск и цементирование эксплуатационной колонны с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;
- вторичное вскрытие с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;

- обеспечение проницаемости околоскважинной зоны выше естественной.

11.1. Вскрытие продуктивного пласта бурением

Одним из наиболее важных условий сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии является, как уже отмечалось, максимально возможное снижение репрессии на продуктивный пласт. При вскрытии продуктивного пласта наибольшая величина гидродинамического давления на забое скважины достигается при работе бурового долота. В этот момент давление на забой скважины складывается из давления столба бурового раствора, потерь давления в кольцевом пространстве за бурильной колонной и гидродинамического давления, вызываемого вибрацией колонны при работе долота.

Уменьшение давления столба бурового раствора достигается за счет снижения его плотности и реализации так называемого способа бурения «на равновесии» (или даже на депрессии).

При решении вопроса о снижении репрессии на продуктивный пласт особое внимание следует обратить на уменьшение вибрации бурильной колонны при работе долота. Дело в том, что в большинстве своем нефтяники пренебрегают этим явлением до тех пор, пока не начинают часто ломаться элементы низа бурильной колонны. Однако из зарубежной печати известно, что при работе бурового долота колебания гидродинамического давления на забое скважины достигают порядка 5 МПа (данные получены прямыми измерениями в процессе бурения). Поэтому, решая вопрос о снижении репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, необходимо создать высокоэффективное амортизирующее наддолотное устройство и включить его в компоновку низа бурильной колонны.

Особого внимания заслуживает также вопрос о регламентации скорости спуско-подъемных операций и соблюдении технологической дисциплины при вскрытии продуктивного пласта. Это связано с тем, что применяемые в практике бурения скорости спуско-подъемных операций могут обеспечить весьма высокие репрессии на пласт, вплоть до получения гидроразрыва.

Однако, как бы ни были совершенны техника и технология минимизации репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, полностью исключить репрессию вряд ли возможно. Поэтому необходимо иметь буровой раствор (практика показывает, что он должен быть безглинистый), который предотвратил бы возможность глубокого проникновения его фильтрата в пласт в момент наличия репрессии. Кроме того, должны обеспечиваться высокая степень его очистки от выбуренной породы для поддержания минимальной плотности бурового раствора и отсутствие физико-химического взаимодействия с породами продуктивной зоны и пластовыми флюидами.

Одним из важных факторов при вскрытии продуктивных пластов является продолжительность контакта бурового раствора со стеной скважины, что определяет степень и глубину загрязнения околоскважинной зоны. В связи с этим необходимо стремиться к уменьшению продолжительности первичного вскрытия за счет применения высокопроизводительных технологий и бурового инструмента. Однако и этого не всегда бывает достаточно.

Так, в случае технологической необходимости использования буровых растворов с твердой фазой механическая скорость проходки и проходка на долото резко уменьшается из-за ухудшения условий работы бурового долота. Исключить или существенно уменьшить влияние твердой фазы в буровом растворе можно за счет установки над долотом забойного сепаратора твердой фазы, что позволит направить к инструменту очищенный от нее буровой раствор, а саму эту фазу вывести в кольцевое пространство.

Таким образом, для сохранения естественной проницаемости при первичном вскрытии продуктивного пласта необходимо *минимизировать* репрессию на пласт (до

бурения на «равновесии»). При реализации такой технологии увеличивается вероятность возникновения нефтегазопроявлений и опасности фонтанирования скважины. В связи с этим для управления продуктивным пластом и снижения опасности открытого фонтанирования целесообразно разработать технические средства обнаружения нефтегазопроявления продуктивного пласта на начальной стадии, то есть фиксации момента появления пластового флюида в кольцевом пространстве в зоне продуктивного пласта. Наиболее перспективным направлением в этой области представляется, разработка акустической системы непрерывного контроля за нефтегазопроявлениями при бурении скважин.

11.2. Методы вскрытия продуктивных горизонтов (пластов)

Вскрытие пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно. Под качеством технологии вскрытия пласта и освоения скважин следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (или пропластков) после выполнения соответствующей операции. Оценка качества вскрытия пластов и освоения скважин следует производить по Временной методике по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин.

Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов. В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя. Конструкцию забоя следует выбирать по РД.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин (рис. 11.1, 11.2).

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирования с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра (рис. 10.1, б) или хвостовика (рис. 10.1, д). В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются и водозакрывающая колонна является эксплуатационной (рис. 10.1, а).

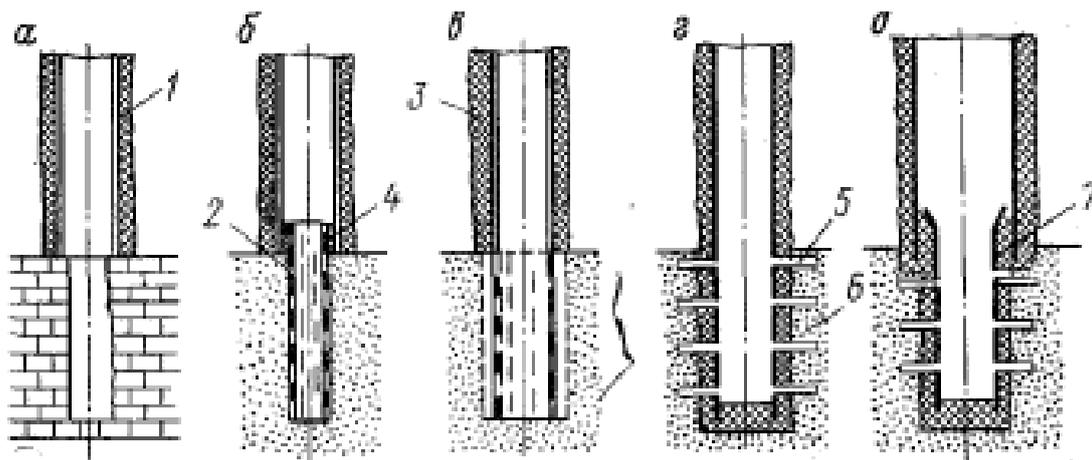


Рис. 11.1. Схемы конструкций забоев при заканчивании скважин:
1 – обсадная колонна, 2 – фильтр, 3 – цементный камень, 4 – пакер,
5 – перфорационные отверстия, 6 – продуктивный пласт, 7 – хвостовик

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта (рис. 10.1, в).

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов (рис. 10.1, з).

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

3. Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

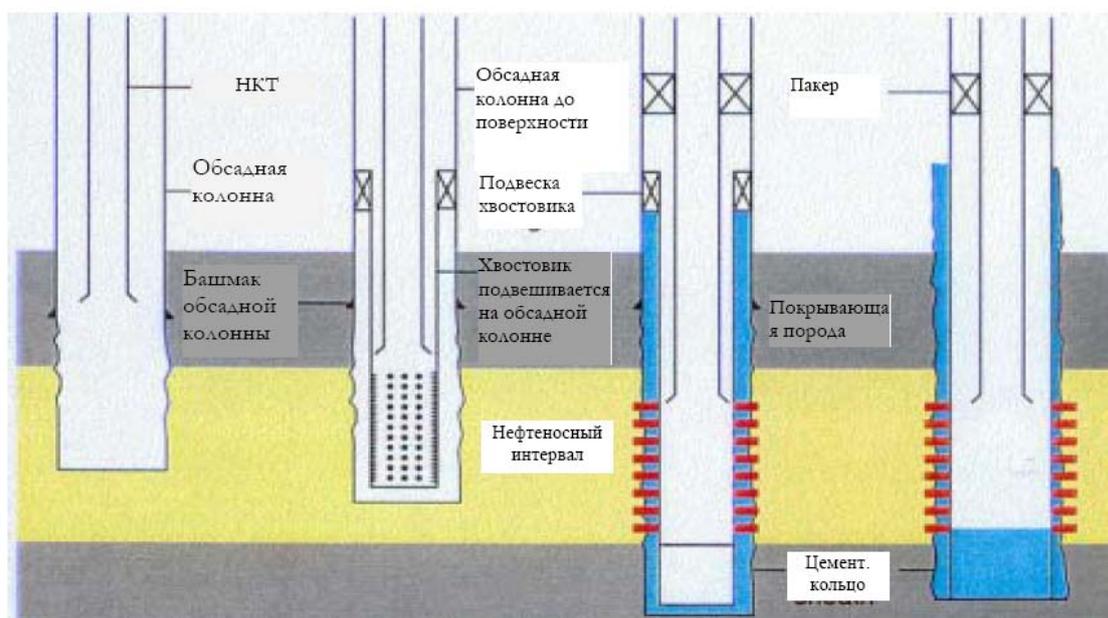


Схема заканчивания скважины с необсаженным забоем

Схема заканчивания скважины с перфорированным хвостовиком

Схема заканчивания скважины с цементированным (перфорированным) хвостовиком

Заканчивание скважины с зацементированной обсадной колонной

Рис. 11.2. Схемы заканчивания скважин

При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, в основном производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр. При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки центрируют ее выше нефтеносного пласта.

Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину или часто засоряются. Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

Перфорация обсадной колонны. Для вскрытия пластов с целью их эксплуатации или опробования в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации. Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется и пуля с большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора. За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6...12 отверстий пулями диаметром 11...11,5 мм.

Широкое распространение получила беспулевая перфорация. В этом случае отверстие в колонне создается не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов.

** Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, обладающего выемкой, симметричной относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва.*

Перфораторы кумулятивные применяются корпусные и бескорпусные. Бескорпусные перфораторы бывают неточными и полностью разрушающимися, т. е. однократного действия. Перфораторы кумулятивные корпусные выпускаются различных диаметров, в том числе и для спуска через насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При простреле отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину при проявлении пласта после прострела. В процессе прострелочных работ скважина должна быть заполнена глинистым раствором для создания противодавления на пласт.

В каждом отдельном случае геологической службой в зависимости от коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации устанавливается плотность прострела (количество отверстий на 1 м) и тип перфоратора. Для улучшения связи скважины с продуктивным пластом может применяться гидropескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел. При нагнетании в трубы под большим давлением жидкость с песком выходит из сопел с большой скоростью и песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин, имеется возможность регулировать диаметр и глубину отверстий, можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации следует отнести большую стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

12. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Основу технико-технологических решений при бурении нефтяных и газовых скважин составляет технический проект, содержание которого определяет все основные технические решения, номенклатуру и количество технических средств для реализации выбранной технологии на всех этапах строительства скважин. Эффективность технологических решений определяется степенью научной обоснованности принимаемых решений и достоверностью исходной информации. При этом большую роль играет накопленный в регионах опыт, так как проектирование многих технологических процессов требует постоянного уточнения математических моделей и логических принципов выбора технологических решений в зависимости от конкретизации геолого-геофизических условий бурения. Представленная ниже схема проектирования технологии бурения является обобщением научных и практических достижений в отрасли за последние десятилетия.

1. Выбор профиля скважины

На начальном этапе разработки технологии бурения нефтяных и газовых скважин необходимо определить профиль ствола скважины для наклонно-направленного бурения, который во многом определяет выбор расчетных схем для последующих этапов. В частности, от этого решения зависят расчеты бурильных и обсадных колонн, выбор компоновок низа бурильных колонн и т. д.

1.1. Выбор и расчет профиля скважины. Выбор профиля зависит от геологических условий на месторождении, глубины скважины по вертикали, величины отклонения, интенсивности набора и падения зенитного угла на данном месторождении при бурении с отклонителем или без него и др.

1.2. Выбор компоновок низа бурильной колонны для реализации профиля наклонной или вертикальной скважины. Основным критерий при выборе компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальной скважины или того или иного участка профиля ствола наклонной скважины – интенсивность изменения зенитного угла при бурении этой компоновкой.

2. Выбор конструкции скважины

Выбор конструкции скважины зависит от комплекса неуправляемых и управляемых факторов. К неуправляемым факторам следует отнести геологические условия месторождения: глубину залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства; пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород; физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на обсадные колонны горного давления и т. д.

К управляемым факторам можно отнести способ бурения; число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию; способ вскрытия продуктивных горизонтов; материально-техническое обеспечение.

Конструкция скважины считается рациональной, если она обеспечивает минимальную стоимость ее строительства, а также выполнение технических (существующие технические средства и материалы, условия их доставки), технологических (освоенные технологические приемы, организация труда основных и вспомогательных подразделений) и геологических (проявление пластовых флюидов, поглощение буровых и тампонажных растворов, обвалообразование и пластическое течение горных пород) ограни-

чений и требований к надежности и долговечности скважины (обеспечение успешного испытания, освоения и эксплуатации).

2.1. Выбор глубин спуска и диаметра обсадных труб.

При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола.

2.2. Выбор высоты подъема тампонажного раствора и конструкции забоя скважины.

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве определяется на основании действующих отраслевых инструктивных и методических материалов.

Основные факторы, определяющие конструкцию забоя – способ эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.

2.3. Расчет обсадных колонн.

Расчет обсадных колонн проводят при проектировании с целью выбора толщин стенок и групп прочности материала обсадных труб, а так же для проверки соответствия заложенных при проектировании нормативных коэффициентов запаса прочности ожидаемым с учетом сложившихся геологических, технологических, конъюнктурных условий производства.

3. Проектирование процессов углубления и промывки скважин

Технико-экономическая эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента и режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, показателей свойств и типов бурового раствора, необходимых количеств химических реагентов и материалов для поддержания их свойств, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и географических условий бурения.

Для ряда указанных вопросов еще не выработано однозначных, а тем более научно-формализованных правил. При принятии многих решений (выбор режимно-технологических параметров бурения, некоторых свойств буровых растворов и др.) оказывается необходимым использовать результаты обобщения промыслово-статистического материала, получаемого при бурении опорно-технологических и первых разведочных скважин.

3.1. Выбор породоразрушающего инструмента.

Выбор типа породоразрушающего инструмента базируется на информации о физико-механических свойствах пород и литологическом строении разреза пород и, во многом, зависит от конкретных региональных условий.

3.2. Выбор типа бурового раствора и расчет необходимого количества материалов для поддержания его свойств.

Выбор типа бурового раствора до настоящего времени не имеет формализованных правил и поэтому производится на основании анализа практики бурения и опыта инженеров по буровым растворам.

Основа выбора допустимых типов буровых растворов соответствие их составов разбуриваемым породам на всем интервале бурения до спуска обсадной колонны.

Процедура выбора типа бурового раствора состоит из следующих операций: получение от геологической службы информации о разрезе скважины; идентификацию пород разреза; установление типов буровых растворов, которые могут быть использо-

ваны при разбурировании пород данного класса; определение оптимальной последовательности применения буровых растворов.

Разрез скважины разбивают на интервалы, для каждого из которых выбирают допустимые типы буровых растворов, причем на каждом интервале ими могут быть только растворы, применимые на всех вышележащих интервалах в пределах не обсаженной части скважины. Затем рассчитывают стоимость 1 м³ каждого раствора, допустимого на данном интервале.

На следующем этапе определяют объемы растворов, необходимые для бурения каждого интервала. На последнем этапе рассчитывают количество материалов и химических реагентов, необходимых для реализации выбранной последовательности буровых растворов с учетом затрат материалов на поддержание свойств раствора.

В результате по всем интервалам бурения должна быть получена следующая информация: наименование и компонентный состав бурового раствора, его необходимый объем и стоимость, расход материалов на поддержание свойств бурового раствора, степень его очистки.

3.3. Выбор способа бурения и режимно-технологических параметров углубления.

Принятие решения об использовании того или иного способа бурения – один из ответственных этапов при проектировании технологии углубления, так как в дальнейшем выбранный способ определяет многие технические решения – режимы бурения, гидравлическую программу, буровой инструмент, тип буровой установки. Во многом, это решение определяется конъюнктурными региональными условиями (парк буровых установок, бурильных труб, забойных двигателей и т. п.).

В качестве исходной информации для принятия решения о способе бурения используют следующие данные: глубину бурения и забойную температуру, профиль ствола и диаметры долот, тип породоразрушающего инструмента и бурового раствора.

После принятия решения о способе бурения, типах используемых долот и буровых растворов необходимо подобрать осевую нагрузку на долото, частоту вращения долота, расход бурового раствора и время пребывания долота на забое, т. е. режим бурения.

В случае выбора способа бурения с забойными гидравлическими двигателями, после расчёта осевой нагрузки на долото необходимо выбрать тип забойного двигателя. Этот выбор осуществляется с учётом удельного момента на вращение долота, осевой нагрузки на долото и плотности бурового раствора. Технические характеристики выбранного забойного двигателя учитываются при проектировании частоты оборотов долота и гидравлической программы промывки скважины.

Для поиска этих значений в настоящее время используются три подхода:

- экспериментальный, состоящий в поиске оптимальных управляющих воздействий в процессе планируемых экспериментов при бурении опорно-технологических скважин;
- экспериментально-статистический, основывающийся на сборе и переработке информации об отработке долот при массовом бурении на регионе;
- аналитико-статистический метод, использующий математические модели углубления, коэффициенты которых определяются на основе обработки статистических данных по отработке долот.

Однако оптимизация режимных параметров на стадии проектирования имеет недостаточную для практики эффективность. Поэтому при проектировании вырабатывается нормативное задание режимно-технологических параметров и числа необходимых долот, а поиск оптимальных управляющих воздействий необходимо осуществлять в оперативном режиме на буровой, что соответствует тенденциям мировой практики.

3.4. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны
Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. При проектиро-

вании бурильных колонн возможны следующие ситуации: необходимо выбрать рациональную компоновку бурильной колонны, удовлетворяющую всем инженерным по несущей способности; необходимо дать оценку с позиций проверки на прочность какого-либо варианта компоновки колонны.

При выборе компоновки колонны бурильных труб в качестве исходной информации используются: геометрические параметры профиля ствола скважины, диаметр обсадной колонны на предыдущем интервале бурения, способ бурения, плотность бурового раствора, потери давления в забойном двигателе и долоте, вес забойного двигателя.

В результате расчета должны быть получены диаметры, толщины стенок, группы прочности и длины секций для всех ступеней колонны, а также величины фактических коэффициентов запасов прочности для сравнения с нормативными коэффициентами.

3.5. Выбор буровой установки.

Буровые установки – это комплексные системы, включающие все основные и вспомогательные агрегаты и механизмы, которые необходимы для строительства скважин.

Буровую установку выбирают по ее допустимой максимальной грузоподъемности, обуславливающей с некоторым запасом вес в воздухе наиболее тяжелых бурильной и обсадной колонн.

Для принятой по грузоподъемности и условной глубине бурения буровой установки в зависимости от региональных условий, связанных со степенью обустройства (дороги, линии электропередач, водоснабжение и др.) и климатической зоной, выбирают тип привода, схему монтажа и транспортирования, а также учитывают необходимость комплектования отопительными установками, дополнительными агрегатами и оборудованием.

3.6. Выбор гидравлической программы промывки скважины.

Под гидравлической программой понимается комплекс регулируемых параметров процесса промывки скважины. Номенклатура регулируемых параметров следующая: показатели свойств бурового раствора, подача буровых насосов, диаметр и количество насадок гидромониторных долот.

При составлении гидравлической программы предполагается:

- исключить флюидопроявления из пласта и поглощения бурового раствора;
- предотвратить размыв стенок скважины и механическое диспергирование транспортируемого шлама с целью исключения наработки бурового раствора;
- обеспечить вынос выбуренной горной породы из кольцевого пространства скважины;
- создать условия для максимального использования гидромониторного эффекта;
- рационально использовать гидравлическую мощность насосной установки;
- исключить аварийные ситуации при остановках, циркуляции и пуске буровых насосов.

Перечисленные требования к гидравлической программе удовлетворяются при условии формализации и решения многофакторной оптимизационной задачи. Известные схемы проектирования процесса промывки бурящихся скважин основаны на расчетах гидравлических сопротивлений в системе по заданным подаче насосов и показателям свойств буровых растворов.

Подобные гидравлические расчеты проводятся по следующей схеме. Вначале, исходя из эмпирических рекомендаций, задают скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве и вычисляют требуемую подачу буровых насосов. По паспортной характеристике буровых насосов подбирают диаметр втулок, способных обеспечить требуемую подачу. Затем по соответствующим формулам определяют гидравлические потери в системе без учета потерь давления в долоте. Площадь насадок гидромониторных долот подбирают исходя из разности между максимальным паспорт-

ным давлением нагнетания (соответствующим выбранным втулкам) и вычисленными потерями давления на гидравлические сопротивления.

4. Проектирование процесса крепления.

Крепление скважины – заключительная операция ее проводки, предназначенная для укрепления стенок скважины, обеспечения длительной изоляции пластов друг от друга и от дневной поверхности.

Процесс крепления скважин складывается из нескольких технологических операций, проектирование которых должно наряду с обеспечением высокого качества работ минимизировать стоимость проводки скважин при выполнении плановых сроков и безусловном недопущении осложнений.

4.1. Выбор способа спуска и цементирования обсадной колонны.

Скважину крепят обсадными колоннами, спускаемыми целиком или секциями (хвостовиками), а колонны цементируют различными способами – сплошным, в две или несколько ступеней с разрывом во времени, двумя или более секциями, обратным способом.

Каждую скважину крепят в конкретных геологических условиях, и геологические пласты, составляющие разрез, налагают определенные ограничения на процесс спуска и цементирования обсадной колонны, нарушение которых приводит к различного рода осложнениям или авариям. Для реализации процесса используют оборудование и материалы с их ограниченными техническими характеристиками. Кроме того, гидродинамические процессы, происходящие в скважине при промывке, спуске, цементировании колонны и ОЗП, также влияют на выбор способа крепления.

В качестве критериев, определяющих выбор способа спуска колонны и ее цементирования, приняты грузоподъемность оборудования, допустимое время пребывания ствола скважины в не обсаженном состоянии и режим качественного цементирования обсадной колонны в один прием. Режим цементирования зависит от пластовых давлений и давлений гидроразрыва или поглощения пластов, допустимого давления в устьевом оборудовании и технических устройствах; режима течения тампонажного раствора, обеспечивающего качественное заполнение затрубного пространства; времени безотказной работы цементировочного оборудования.

4.2. Выбор тампонажного раствора.

Многообразие геолого-технических условий при бурении нефтяных и газовых скважин, рост глубин, вызвавший, необходимость закачивания больших объемов тампонажных растворов в сжатые сроки, и повышение требований к качеству работ по креплению обусловили применение широкой номенклатуры тампонажных цементов и химических реагентов, используемых в тампонажных растворах.

Выбор тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн обуславливается литофациальной характеристикой разреза. Основными факторами, определяющими состав тампонажного раствора, являются температура, пластовое давление, давление гидроразрыва, наличие солевых отложений, вид флюида и т. д.

Для цементирования скважин необходимо применять только тампонажные материалы, выпускаемые промышленностью по технологическим регламентам и удовлетворяющие требованиям соответствующих стандартов.

4.3. Выбор буферной жидкости.

Буферные жидкости повышают степень вытеснения бурового раствора из затрубного пространства скважины, предотвращая его смешение с тампонажным раствором и удаляя часть глинистой корки со стенок.

Буферную жидкость выбирают согласно следующим критериям:

- типу основы бурового раствора (водная или неводная);
- его плотности;

- температурным условиям в скважине;
- кавернозности ствола;
- высоте подъема тампонажного раствора;
- содержанию солей кальция в буровом растворе;
- наличию в разрезе высокопроницаемых пластов;
- протяженности перемычки между продутивным и водоносным пластами;
- наличию в буровом растворе химических реагентов.

4.4. Выбор технологической оснастки и режима спуска обсадной колонны.

Сборка и спуск обсадной колонны – ответственные этапы крепления скважины. В общем случае они состоят из следующих операций: сборка обсадных (при необходимости и бурильных) труб в колонну, установке на ней элементов колонной и заколонной технологической оснастки, спуске колонны на длину каждой трубы (с ограниченной скоростью спуска и интенсивностью торможения), промежуточных доливках колонны и промывке скважины.

Под понятием «технологическая оснастка обсадных колонн» подразумевается определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну для обеспечения качественного ее спуска и цементирования.

4.5. Расчет режима цементирования.

При гидравлическом расчете цементирования должны выполняться технико-технологические требования к давлению в системе цементирования.

- суммарное давление не должно превышать предельно допустимых давлений для цементировочной головки и цементировочного агрегата;
- давление в затрубном пространстве должно быть меньше давления гидроразрыва пластов.

4.6. Выбор способа испытания обсадных колонн на герметичность.

Герметичность и прочность зацементированных обсадных колонн проверяют созданием внутреннего или внешнего избыточного давления при нагнетании в колонну жидкости или снижения уровня жидкости внутри колонны.

5. Выбор комплекса геофизических исследований.

Для обеспечения достоверной геологической информации в перспективных интервалах выбирается комплекс геофизических исследований. Выбор основного и дополнительного комплексов зависит от типа скважины, интервалов исследования, свойств бурового раствора.

6. Проектирование процесса испытания скважин.

Заключительный технологический этап при бурении нефтяных и газовых скважин связан с испытанием продуктивных горизонтов. В комплекс работ по испытанию входят создание гидравлической связи скважины с пластами при наличии закрытого забоя, выбор способа вызова притока из пластов и при необходимости методов активного воздействия на призабойную зону с целью устранения вредного влияния на продуктивные пласты процессов бурения при вскрытии.

6.3. Выбор способа перфорации.

Перфораторы пробивают канал в продуктивном пласте через стенки обсадных труб и слой затрубного цементного камня. Различие геологических условий породило необходимость создания широкой номенклатуры перфораторов – бескорпусных разрушающихся, корпусных кумулятивных и т. д.

При осуществлении перфорации возможны значительные деформации обсадной колонны, образования трещин в цементном камне и нарушение их сцепления. Поэтому выбор способа перфорации и проектирования технологических режимов должно проводиться только при соблюдении требований действующих руководящих документов.

6.4. Выбор способа вызова притока из пласта.

Вызов притока из пласта осуществляют снижением забойного давления. Выбор способа вызова притока из пласта базируется на следующей исходной информации: глубина скважины (искусственный забой); диаметр обсадной колонны; диаметр колонны насосно – компрессорных труб (НКТ); глубина спуска НКТ; пластовое давление; пластовая температура; проницаемость пласта; сведения об эксплуатационных особенностях пласта – коллектора; сведения о загрязненности призабойной зоны пласта. В настоящее время используются следующие способы вызова притока из пласта: замена на раствор меньшей плотности; замена на газированную жидкость; замена на пену; снижение уровня жидкости в скважине. На основе выбора способа вызова притока получают ответы на следующие вопросы: режимные показатели процесса (забойное давление и депрессия на пласт, темп снижения забойного давления, производительность агрегатов и давление нагнетания рабочих агентов, продолжительность процесса); технические средства (номенклатура и количество); реагенты и материалы (номенклатура и количество); стоимость работ.

13. ОСНОВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, УЧЕТ И КОНТРОЛЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Основными документами, на основании которых осуществляется строительство скважин, являются технический проект и смета.

Технические проекты разрабатывают специальные проектные институты (НИПИ) на основании проектных заданий, выдаваемых заказчиком, например, НГДУ. Задание содержит: сведения об административном расположении площади; номер скважин, которые должны сооружаться по данному проекту; цель бурения, категорию скважин, проектный горизонт и проектную глубину; краткое обоснование заложения скважин; характеристику; геологического строения площади, перспективных на нефть и газ объектов, горно-геологических условий бурения; данные о пластовых давлениях, давлениях гидроразрыва пород, геостатических температурах, об объектах, подлежащих опробованию в процессе бурения и испытанию, об объеме геофизических, лабораторных и специальных исследований, диаметре эксплуатационной колонны, объеме подготовительных работ к строительству и заключительных после окончания испытания скважины; о строительстве объектов теплофикации, жилищных и культурно-бытовых помещений; название бурового предприятия, которое должно строить скважины; другую информацию, необходимую для разработки проекта.

Технический проект включает разделы:

- сводные технико-экономические данные;
- основание для проектирования;
- общие сведения;
- геологическая часть;
- конструкция скважины;
- профиль ствола скважины;
- буровые растворы;
- углубление скважины;
- крепление скважины;
- испытание скважины;
- дефектоскопия;
- опрессовка оборудования и инструмента;
- сводные данные об использовании спецмашин и агрегатов при проводке скважины;
- сведения о транспортировке грузов и вахт;
- мероприятия и технические средства для охраны окружающей среды;
- механизация, средства контроля и диспетчеризация на буровой; техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника;
- строительно-монтажная часть;
- список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений;
- приложения.

В приложение к проекту включаются: геолого-технический наряд, обоснование продолжительности строительства скважины, схема расположения бурового оборудования, схемы обвязки устья скважины при бурении и испытании, нормы расхода долот, инструмента и материалов, профиль наклонной скважины, схему транспортных связей, документы для обоснования дополнительных расходов времени и средств, а также могут включаться расчет обсадных колонн, расчет цементирования, специальные вопросы по предупреждению осложнений, решения по технологии углубления и испытания и т. д.

Смету на строительство скважины составляют к каждому техническому проекту. Она определяет общую стоимость скважины и служит основой для расчета бурового предприятия с заказчиком.

Смета состоит из четырех разделов, соответствующих основным этапам строительства скважины:

Раздел 1. Подготовительные работы к строительству скважины.

Раздел 2. Строительство вышки, привышечных сооружений, зданий котельных, монтаж и демонтаж оборудования.

Раздел 3. Бурение и крепление скважины.

Раздел 4. Испытание скважины на продуктивность.

В виде отдельных статей (кроме упомянутых разделов) в смету включают затраты на промыслово-геофизические работы, резерв на производство работ в зимнее время, затраты на топографо-геодезические работы, накладные расходы, плановые накопления (прибыль), дополнительные затраты (надбавка за работу на Севере и приравненных к нему районах и т. д.).

Буровая бригада перед началом строительства скважины получает три основных документа: геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту.

Геолого-технический наряд (ГТН) – это оперативный план работы буровой бригады. Его составляют на основе технического проекта.

Наряд на производство буровых работ состоит из двух частей. В первой части указывают номер и глубину скважины, проектный горизонт, назначение ее и способ бурения, характеристики конструкции скважины, бурового оборудования и бурильной колонны, сроки начала и окончания работ по нормам, затраты времени на бурение и крепление отдельных интервалов и скважины в целом по нормам, плановую и нормативную скорости бурения, а также сумму заработной платы бригады.

Вторую, основную часть наряда составляет нормативная карта. Эта карта позволяет определить нормативную продолжительность работ от начала бурения до перфорации эксплуатационной колонны. Для составления карты используют материалы ГТН и отраслевые или утвержденные для данной площади нормы времени на выполнение всех видов работ. Для разработки нормативной карты скважину разбивают на несколько нормативных пачек. В карте перечисляют последовательно все виды работ, которые должны быть выполнены при бурении каждой пачки. Указывают затраты времени на каждый вид работ по нормам и рассчитывают затраты времени на бурение и крепление каждого участка и в целом скважины.

Инструктивно-технологическая карта предназначена для распространения передового опыта работы, накопленного в районе. Она состоит из трех частей: режимно-технологической, инструктивной и оперативного графика строительства. Карту составляют на основе анализа работы буровых бригад и вахт, которые добились наиболее высоких показателей при бурении скважин на данной площади или при выполнении отдельных видов работ (например, по спуску и подъему бурильных колонн и т. п.). В режимно-технологической части помещают рекомендации о типоразмерах долот, забойных двигателей, параметрах режима бурения и свойствах промывочных жидкостей, при использовании которых могут быть достигнуты наиболее высокие показатели бурения.

В инструктивной части освещают новые или более совершенные способы выполнения отдельных, прежде всего, наиболее трудоемких видов работ, приводят рекомендации о более рациональной организации производственного процесса с учетом особенностей конкретного участка площади.

Третья часть содержит баланс времени бурения и крепления с учетом рекомендаций, сделанных в первых двух частях, и оперативный график бурения скважины в ко-

ординатах «Глубина (*м*) – Продолжительность (*сут*)». На график нанесены две кривые: одна характеризует процесс углубления скважины по нормам, указанным в нормативной карте; вторая – процесс углубления с учетом реализации рекомендаций инструктивно-технологической карты. Во время бурения буровой мастер на этот же график наносит третью кривую, показывающую фактические затраты времени на бурение и крепление. Сопоставляя фактическую кривую с двумя первыми, буровая бригада имеет возможность контролировать выполнение нормативных показателей углубления скважины и сопоставлять свою работу с лучшими достижениями на площади.

Фактическая картина строительства скважин создается на основании оперативно-го и статистического учета результатов буровых работ.

Оперативный и статистический учет результатов буровых работ осуществляется путем заполнения и утверждения определенного числа документов, охватывающих все основные этапы строительства скважины.

Документы делятся на первичные (исходные) и итоговые (обобщающие).

К первичным относятся суточный рапорт бурового мастера, акты результатов крепления и суточный рапорт по заканчиванию, освоению и испытанию скважины и др. К итоговым – все формы отраслевой статистической отчетности.

Значительное усложнение условий бурения, связанное с ростом глубин скважин, возможность больших технико-экономических потерь вследствие принятия несвоевременных или неквалифицированных решений по управлению процессами строительства скважин привели к необходимости создания и использования в бурении систем телеконтроля. Эти системы служат для передачи на диспетчерский пункт информации о важнейших параметрах технологических процессов с целью последующего принятия высококвалифицированным специалистом эффективных управляющих решений.

В состав систем телеконтроля (например, КУБ-01) входят датчики и преобразователи, расположенные на буровой установке и в буровой колонне, каналы связи, приемная аппаратура и вторичные приборы на диспетчерском пункте. Основная функция подобных систем – воспроизведение в режиме реального времени вторичными приборами на диспетчерском пункте информации, фиксируемой датчиками на буровой.

КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

1. ЗАДАНИЕ

Построить график совмещенных давлений (порового давления и давления гидроразрыва) и рассчитать плотность бурового раствора на основе следующей информации:

Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиент давления							
от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного	
		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м	
		от (верх)	до (низ)						
2	3	4	5	7	8	10	11	13	14
0	38	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2
38	223	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
223	383	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,21
383	583	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,21	0,21
583	643	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,21	0,21
643	787	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,21	0,22
787	912	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22
912	925	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22
925	1716	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,18	0,22	0,23
1716	1776	0,1	0,101	0,1	0,101	0,18	0,18	0,23	0,23
1776	2267	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,23
2267	2354	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,23
2354	2661	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,24
2661	2676	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,24	0,23
2676	2736	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23
2736	2750	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0,23	0,23

Согласно требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п. 2.7.3.3: Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столба раствора гидростатического давления на забое скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

10 % – для скважин глубиной 1200 м (интервалов от 9 до 1200 м);

5 % – для интервалов от 1200 до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие на горизонт не должно превышать пластовое давление на 15 кгс/см² (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25...30 кгс/см² (2,5...3 МПа) для более глубоких скважин.

2. ЗАДАНИЕ – Контроль скважины:

В процессе бурения 12 ¼ ствола вертикальной скважины с буровым раствором удельным весом 11 ррр, бурильщиком был обнаружен выброс. Скважина была немедленно закрыта и получена следующая информация о характере выброса:

Давление в закрытых трубах на поверхности	700 psi
Давление в затрубном пространстве на поверхности	900 psi
Прирост в емкости с буровым раствором (доливной емкости)	29 bbl

Данные бурения следующие:

Глубина, на которой произошел выброс	6500 ft
Данные по спущенной предыдущей обсадной колонне	13 3/8, 54,5 lb/ft
Глубина спуска 13 3/8 колонны	3500 ft/ TVD
Информация по компоновки бурильной колонны	
Долото	12 1/4
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)	500 ft, 9" x 2 13/16"
Бурильные трубы (БТ)	5", 19.5 lb/ft

Необходимо рассчитать:

- плотность и тип пластовой жидкости, который поступил в скважину;
- удельный вес бурового раствора, требуемый для глушения скважины;
- объем бурового раствора, требуемый для глушения скважины.

VOLUMETRIC CAPACITIES,

	bbls/ft	ft3/ft
Drillpipe		
5" drillpipe	0.01776	0.0997
Drillcollars		
9" x 2 13/16" Drill collar	0.0077	0.0431
Casing		
13 3/8" 72 lb/ft Casing:	0.1480	0.8314
Open Hole		
18" Hole	0.3147	1.7671
Annular Spaces		
13 3/8" casing x 5" drillpipe:	0.1302	0.7315
12 1/4" hole x 5" drillpipe	0.1215	0.6821
12 1/4" hole x 9" drillcollars	0.0671	0.3767
18" hole x 13 3/8" Casing	0.1410	0.7914
20" Casing x 13 3/8" Casing	0.1815	1.0190

3. ЗАДАНИЕ

На основании данных п.1. «Давление и температура по разрезу скважины», определить:

- глубину спуска кондуктора (surface casing), с использованием следующей формулы:
Минимальная глубина спуска кондуктора определяется по формуле:

$$Lk = \frac{1.05 * P_y * L_{kkr}}{0.95 * C * L_{kkr} - 1.05 * (P_{nn} - P_y)}$$

где P_y – ожидаемое максимальное давление на устье во время нефтегазоводопроявления и закрытия устья, кгс/см²; C – градиент гидроразрыва пород в зоне башмака кондуктора.

$$P_y = P_{пл} - 0,1 * \gamma * L_{kkr},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление проявляющего горизонта, кгс/см³; γ – удельный вес жидкости при проявлении, г/см³, (0.81 г/см³); L_{kkr} – глубина подошвы (по вертикали) проявляющего горизонта, м.

Спуск кондуктора также подразумевает перекрытие склонных к осыпанию, неустойчивых пород, пород с несовместимыми условиями. На основе приведенных данных глубина спуска кондуктора корректируется.

- конструкцию скважины (диаметры долот и колонн и глубины их спуска с учетом того, что диаметр эксплуатационной колонны составляет 7" (дюймов).

4. ЗАДАНИЕ – Обсадная колонна:

Промежуточная обсадная колонна (intermediate casing) газовой скважины должна быть спроектирована с использованием следующих данных:

Наружный диаметр обсадной колонны	13 3/8"
Глубина спуска	7500 ft
Плотность пластового флюида	9.0 ppg
Удельный вес бурового раствора в котором колонна была спущена	12 ppg
Удельный вес бурового раствора при бурении последующего ствола диаметром 12 1/4"	13 ppg
Градиент гидроразрыва на башмаке обсадной колонны 13 3/8"	0.78 psi/ft
Максимальное давление на устье скважины	5000 psi
Градиент давления газа	0.115 psi/ft
Высота подъема цемента в затрубном пространстве	6000 ft
Фактор конструкции (Design Factors (burst) –разрыв)	1.1
Design Factor (collapse- смятие)	1.1

- **Рассчитать максимальные нагрузки на разрыв и смятие, которые должна выдержать проектируемая обсадная колонна для ее последующего выбора.**
(15 баллов)

5. ЗАДАНИЕ – расчет одноступенчатого цементирования.

Эксплуатационная колонна диаметром 9 5/8" цементируется с использованием технологии одноступенчатого цементирования.

Основные данные представлены ниже:

Глубина спуска колонны (9 5/8")	9500 ft
Глубина бурения скважины (12 1/4)	9530 ft
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны 13 3/8" 72 lb/ft	7200 ft
Shoetrack (расстояние от обратного клапана до башмака обсадной колонны)	60 ft
Средний диаметр скважины	13"
Объем разделительной жидкости	15 bbl (ahead and behind)
Требования к цементированию	
Высота подъема цемента	6700 ft
Class of Cement	Class G
Yield (расход цемента)	1.15 ft ³ /sk
Mixwater Requirements (кол-во воды)	5.0 gal/sk
Additives (добавки)	0.2 % D13R retarder

Use 20 % excess volume on open hole (as measured by caliper).

Calculate:

- The number of sacks of cement required for the job;
- The volume of mixwater required;
- The required displacement volume;

VOLUMETRIC CAPACITIES

	bbls/ft	ft ³ /ft
Casing		
9 5/8" 47 lb/ft Casing:	0.0732	0.4110
Open Hole		
13" Hole	0.1642	0.9220
Annular Spaces		
13" hole	0.1302	0.7315
13" hole x 9 5/8" Casing	0.0742	0.4166
13 3/8" 72 lb/ft casing x 9 5/8" casing	0.1815	1.0190

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурение нефтяных и газовых скважин, серия Черное золото, 2002.
2. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Гилязов Р.М. – 2002.
3. Кагарманов И.И., Дмитриев А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск: СТУ, 2007. – 324 с.
4. Advanced Oilwell Drilling Engineering (Handbook), Mitchell, 1995.
5. Quantifying the impact of formation damage, stress induced damage during drilling and perforations. – М.: Akmal Khan, 1996.
6. Directional Drilling, T.A. Inglis, 19987.
7. Formulas and Calculations for Drilling, Production, and Workover, Norton J. Lapeyrouse, 2002.
8. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. «Буровое оборудование». Справочник в 2-х томах. Том I. 2000 г.
9. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Заканчивание скважин» 2000 г.
10. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин». 2000 г.
11. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. «Ремонт газовых скважин». – М.: ОАО «Издательство Недр», 1998. – 271 с.: ил.
12. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. «Буровые промывочные и тампонажные растворы»: учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
13. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. «Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин». – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
14. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –160 с.
15. Гукасов Н.А., Брюховецкий О.С., Чихоткин В.Ф. «Гидродинамика в разведочном бурении». 2000 г.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». 2001 г.
17. Drilling Engineering, модуль университета Heriot-Watt, 2001 год.
18. Материалы курса повышения квалификации, «Современные технологии в бурении», NExT, Москва, 2002 г.

Учебное пособие

ДМИТРИЕВ А.Ю.

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор
доктор технических наук, профессор,
зав. каф. БС ИГНД *В.Д. Евсеев*

Компьютерная верстка *К.С. Чечельницкая*
Дизайн обложки *О.Ю. Аршинова*

Подписано к печати 17.08.2011. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 25,13. Уч.-изд. л. 22,72.
Заказ ___-11. Тираж 35 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru