

**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Институт повышения квалификации и переподготовки**

**Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»**

**А. С. Асадчев**

# **ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**ПОСОБИЕ**

**по одноименному курсу  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Гомель 2017**

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73  
А90

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого (протокол № 2 от 22.09.2016 г.)*

Рецензент: зав. отд. стр-ва скважин БелНИПИнефть Д. В. Порошин

**Асадчев, А. С.**  
А90      Технология бурения нефтяных и газовых скважин : пособие по одноим. курсу для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / А. С. Асадчев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 121 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрены вопросы поиска и разведки нефтегазовых месторождений. Уделено внимание изучению физико-механических свойств горных пород, влияющих на процесс бурения. Приведены общие понятия о скважинах на нефть и газ, их классификация и этапы строительства. Дана классификация способов бурения скважин. Приведены типы буровых установок и составляющего их оборудования. Подробно рассмотрено назначение и состав элементов бурильной колонны. Дается подробное описание конструкций буровых долот и керноотборного инструмента. Описаны принципы работы и конструктивные особенности забойных двигателей. Показано влияние параметров режима бурения и бурового раствора на показатели работы и износ долот. Приведены типы профилей и особенности проводки наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин. Рассмотрены осложнения и аварии при бурении, технология зарезки и бурения боковых стволов восстанавливаемых скважин. Приведено описание процессов вскрытия продуктивных горизонтов, освоения и испытаний скважин.

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2017

## ВВЕДЕНИЕ

**Технология бурения нефтяных и газовых скважин** – дисциплина, определяющая профиль горного инженера (инженера по бурению) нефтегазодобывающих и буровых предприятий нефтегазовой отрасли.

Цель дисциплины – изучение технологии бурения нефтяных и газовых скважин и основных технических средств, обеспечивающих выполнение всех технологических процессов и операций при бурении скважин.

Развитие нефтяной и газовой промышленности предполагает широкое использование буровых работ с целью поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Бурение нефтяных и газовых скважин, как ветвь нефтегазовой отрасли, должно постоянно совершенствоваться на научной основе, особенно в связи с растущими потребностями бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, а также – с увеличением объемов работ по глубокому и сверхглубокому бурению, в том числе на шельфовых зонах и морских акваториях. Таким образом, в современных условиях строительства нефтяных и газовых скважин, характеризующихся значительной выработкой месторождений, бурение скважин приобретает научный статус.

Геологическая информация является основой решения практически всех вопросов проектирования и сооружения нефтяных и газовых скважин, а также управления буровыми процессами. Характеристики проходимых скважиной горных пород и пластовых флюидов во многом обуславливают выбор долот, бурового раствора, методов вскрытия продуктивных горизонтов, крепления стенок скважины и разобщения пластов.

Поэтому изучению основных положений нефтепромысловой геологии и геофизики, определяющих целесообразность и местоположение строительства нефтегазовых скважин в выбранном территориальном районе, а также изучению физико-механических свойств преобладающих горных пород, составляющих разрезы проектируемых скважин и влияющих на процесс бурения в общем цикле строительства этих скважин в настоящем курсе уделено должное внимание.

С учетом длительной эксплуатации нефтегазовых месторождений, находящихся на третьей и четвертой стадиях

разработки особую актуальность приобретает восстановление скважин, временно выведенных из действующего фонда, методом бурения боковых стволов, в том числе разветвленных и с горизонтальным окончанием. Технология восстановления таких скважин также нашла свое отражение в настоящем курсе.

Программой курса предусматривается изучение всех составляющих цикла строительства скважин, начиная с понятия о скважинах, их классификации, конструкциях, применяемых технических средствах для разрушения горных пород и проходки ствола скважины и заканчивая процессами крепления, вскрытия, освоения и испытания скважин. Кроме того, в курсе лекций рассмотрены основные конструктивные решения буровых установок и комплектующего их оборудования.

## ТЕМА 1 ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Месторождением нефти и газа называют** несколько однотипных нефтегазовых залежей, объединенных одной площадью земной коры.

Различают месторождения двух классов:

I класса- месторождения складчатых областей (Северный Кавказ, Крым, Прикарпатье, Туркмения, Ферганская область, о. Сахалин);

II- месторождения платформенных областей (Волго-Уральская зона, Западная Сибирь, Припятский прогиб).

Для того чтобы открыть (обнаружить) нефтяное и газовое месторождение необходимо выполнить целый комплекс поисково-разведочных работ, который включает в себя несколько этапов: полевые геологические работы, поверхностные геофизические и геохимические исследования, бурение разведочных скважин с одновременными глубинными исследованиями. Поэтому, уже на раннем этапе разведки, прежде всего стремятся обнаружить антиклинали с возможными ловушками углеводородов.

**На первом этапе разведки** выполняется геологическая съемка - метод изучения поверхностной геологии и геоморфологии местности, на основании чего составляется геологическая карта района. На этом этапе изучают выходящие на дневную поверхность элементы пластов и образцы горных пород, окаменевшие останки древних животных и растений, измеряют углы и направление простирания (падения) пластов, выполняют необходимые лабораторные анализы.

Для более детальной структурной геологической съемки бурят мелкие картировочные и структурные скважины глубиной от 20 до 300 м, которыми «проходят» все наносные современные отложения и достигают коренных пород, устанавливая структуру их и отбирая пробы коренных пород для описания и последующего лабораторного изучения.

По результатам первого этапа работ строят геологическую карту района, на которой условными обозначениями отражают распространение пород различного возраста.

Более детально геология района описывается дополнительно предполагаемым сводным стратиграфическим разрезом в виде колонки с последовательно изображенными по глубине породами и

структурной картой, отражающей поверхность характерного пласта и форму его распространения.

**На втором этапе разведки** используют поверхностные геофизические, геохимические и биологические методы разведки, позволяющие косвенно установить вероятное местонахождение нефтегазового пласта.

Наибольшее распространение из поверхностных геофизических методов получили сейсмо- и электро-, грави- и магниторазведка, кратко изложенные ниже:.

**В основе сейсморазведки** лежат особенности распространения упругих колебаний в земной коре. Сейсмические волны (упругие колебания), вызванные искусственным путем (например, взрывом), в зависимости от плотности пород распространяются в них со скоростью 2-8 км/с. Чем плотнее порода, тем выше скорость сейсмической волны в ней. На границе пород различной плотности волны частично отражаются и возвращаются на поверхность Земли, а частично преломляются и продолжают распространяться вглубь Земли до новой границы пород разной плотности.

Отраженные сейсмические волны улавливают и регистрируют на земной поверхности приборами сейсмографами, а затем, анализируя время прохождения волн в горных породах, устанавливают глубину залегания пород, образовавших волны, углы падения пластов, относительную плотность пород.

**В основе электроразведки,** разработанной французом Шлюмберже в 1923 г., лежит различие в удельном электрическом сопротивлении горных пород. Хорошо проводят электрический ток кристаллические породы, осадочные породы, насыщенные минерализованной водой; плохо проводят электрический ток пористые осадочные породы, насыщенные нефтью и газом. Поэтому по характеру искусственно создаваемого в земной коре электрического поля можно определить последовательность и условия залегания горных пород.

Технически электроразведка осуществляется так: через заглубленные в грунт металлические стержни - электроды создают в земной коре искусственное электрическое поле, а при помощи других стержней, расположенных между электродами, исследуют различные аномалии искусственно созданного электрического поля земной коры. Сравнивая нормальное поле с аномальным, устанавливают литологическую характеристику разреза и наличие скоплений УВ.

**Гравиметрический метод** основан на неоднородности гравитационного поля земной поверхности, обусловленной различной плотностью горных пород. В зонах распространения пород с низкой плотностью (например, каменной соли) ускорение силы тяжести меньше, чем в зоне распространения более плотных пород (например, гранита). Измеряя силу тяжести в разных точках земной поверхности, можно обнаружить аномальные отклонения в ту или иную сторону от нормальной силы тяжести и по этим данным дифференцировать распространение пород с различной плотностью. Прибор, фиксирующий аномалии силы тяжести, называют гравиметром.

В последние годы гравиметрический метод стал распознавать флюидонасыщенные пористые породы (коллекторы), причем, дифференцировать водоносные коллекторы от нефтеносных и газоносных, так как разница в плотности флюидов значительная (для нефти  $60-80 \text{ кг/м}^3$ , для газа  $160-220 \text{ кг/м}^3$  в сравнении с водой).

**Магниторазведка** основана на исследовании неоднородности магнитного поля на поверхности Земли, обусловленной неодинаковой магнитоактивностью горных пород (например, магматические породы более магнитоактивны, чем осадочные) и применяется в комплексе с гравиразведкой. Используемые приборы (магнитометры) способны фиксировать магнитные аномалии даже с самолета или вертолета, что существенно ускоряет и облегчает магниторазведку. Карта магнитных аномалий уточняет результаты гравиразведки.

**Геохимические методы** включают: газовую, люминесцентно-битуминологическую, радиоактивную съемку, а также гидрохимический метод.

**Третий, заключительный этап поисков и разведки** нефтяных и газовых залежей состоит в бурении одной или нескольких разведочных скважин с целью уточнения геологического строения площади, отбора и подробного анализа образцов глубоко залегающих горных пород (кернов), вскрытия нефтегазоносных коллекторов и их исследования на предмет промышленного использования нефтегазовой залежи.

Все разведочные данные обобщают в виде геологических профилей (разрезов) и структурных карт в необходимом масштабе, которые в дальнейшем являются основой для надежного сооружения эксплуатационных скважин.

## ТЕМА 2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРНЫХ ПОРОД, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ

Основные породообразующие минералы деформируются как упруго-хрупкие тела. Они не дают остаточных деформаций.

Горные породы также относятся к упруго-хрупким телам, но их разрушение после достижения предела прочности возникает только при динамическом приложении нагрузки.

Основными физико-механическими свойствами горных пород, влияющими на процесс бурения скважин, являются их упругие и пластические свойства, прочность, твердость и абразивная способность.

Исследования и изучение физико-механических свойств горных пород при бурении скважин необходимы для:

- выбора способа бурения и наиболее производительных типов породоразрушающих инструментов (ПРИ);
- разработки рациональной технологии бурения и крепления скважин;
- расширения геологической изученности данного нефтегазоносного района.

**Прочность горной породы** представляет собой способность горной породы сопротивляться разрушению под воздействием на нее внешней нагрузки.

**Твердость горной породы** – это свойство горной породы противодействовать проникновению в нее породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Важными признаками строения горных пород, имеющими существенное значение при их разрушении, являются их структура и текстура.

**Структурой горной породы** называют те ее особенности, которые обусловлены формой, размером и характером поверхности образующих ее минералов. Основной структурной особенностью осадочных горных пород (кристаллических, аморфных, обломочных), характеризующих их механические свойства, является структура цементов, связывающих отдельные обломки в одно целое.

**Текстура горной породы** указывает на особенности строения всей горной породы в целом и выявляет взаимное пространственное расположение минеральных частиц. Основными особенностями текстуры осадочных горных пород являются: слоистость,



сланцеватость (способность породы раскалываться по параллельным плоскостям на тонкие пластины), массивная анизотропность и пористость.

**Пористостью** называется совокупность всех пустот в горной породе между минеральными зернами, образующими минеральный скелет породы. Пористость  $\Pi$  горной породы характеризуется коэффициентом пористости  $K_{\Pi}$ , равным отношению объема пор  $V_{\text{пор}}$  к объему скелета  $V_{\text{ск}}$  в данном объеме горной породы  $V_{\text{гп}}$ .

При этом общий объем горной породы  $V_{\text{гп}}$  составляет:

$$V_{\text{гп}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{ск}} \quad (2.1)$$

**Коэффициент пористости** определяется по формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{ск}}} \quad (2.2)$$

Пористость  $\Pi$  горной породы выражается в процентах от общего объема породы  $V_{\text{гп}}$ :

$$\Pi = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{гп}}} \times 100 = \frac{K_{\Pi}}{1 + K_{\Pi}} \times 100 \quad (2.3)$$

**Анизотропия** (неравносвойственность) горных пород – это такая особенность текстуры горной породы, которая выявляет различие свойств горной породы в зависимости от выбранного направления (вдоль слоистости или перпендикулярно к ней). Максимальная твердость наблюдается параллельно слоям породы

Анизотропия горной породы характеризуется коэффициентом анизотропии « $K_{\text{ан}}$ », который определяется

$$K_{\text{ан}} = \frac{X_{\parallel}}{X_{\perp}} \quad (2.4)$$

где  $X_{\parallel}$  – показатель свойств горной породы вдоль слоистости или сланцеватости;  $X_{\perp}$  – показатель тех же свойств горной породы перпендикулярно слоистости или сланцеватости.

**Плотность** однородного тела ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) – это отношение массы  $m$ , т.е. количества вещества тела ( $\text{кг}$ ) к объему  $V$  тела ( $\text{м}^3$ ), т.е.:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.5)$$

**Удельный вес** однородного тела ( $\text{Н}/\text{м}^3$ ) – это вес единицы объема тела, т.е. отношение веса ( $\text{Н}$ ) тела  $G$  (силы тяжести) к объему  $V$  тела ( $\text{м}^3$ ):

$$\gamma = \frac{G}{V} \quad (2.6)$$

По природе сил сцепления (степени связности) между частицами осадочные породы подразделяются на три группы: скальные, связные (пластичные), рыхлые (сыпучие) и плавучие.

Горные породы обладают тем большей прочностью, чем тверже минеральные зерна, чем крепче между ними связь, чем плотнее они связаны цементом и чем большей твердостью обладает цементирующий материал. Мелкозернистые породы прочнее крупнозернистых (при одном и том же минеральном составе). Более плотные, менее пористые и менее трещиноватые породы обладают большей прочностью.

Поскольку прочность и твердость горных пород взаимосвязаны, на твердость оказывают влияние те же факторы и в том же направлении, что и на прочность.

**Прочность на одноосное сжатие « $\sigma_{сж}$ »** – это напряжение, при котором горная порода начинает разрушаться, существенно зависит от минералогического и петрографического составов породы. От величины  $\sigma_{сж}$  зависит энергия, расходуемая на разрушение породы.

Предел прочности на сжатие  $\sigma_{сж}$  (Н/м<sup>2</sup>) испытуемого образца вычисляется по формуле:

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{\max}}{F} \quad (2.7)$$

где  $P_{\max}$  – максимальное осевое усилие сжатия образца, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения образца до испытания, м<sup>2</sup>.

**Прочность на скалывание (сдвиг) « $\sigma_{ск}$ »** определяется методом одностороннего среза на приборе Гарановича.

При этом значение  $\sigma_{ск}$  определяется по формуле:

$$\sigma_{ск} = \frac{P_{\max}}{F_{ср}} \quad (2.8)$$

где  $P_{\max}$  – максимальное поперечное усилие среза образца, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения среза образца после испытания, м<sup>2</sup>.

Предел прочности  $\sigma_{ск}$  на скалывание у большинства горных пород составляет от 6 до 10% предела прочности на сжатие  $\sigma_{сж}$ , поэтому желательно, чтобы породоразрушающий инструмент (ПРИ) для эффективного углубления скважины производил в основном скалывание породы в процессе бурения.

Твердость горных пород в определяющей степени зависит от минералогического состава и особенно – от содержания в них кварца и полевых шпатов. Присутствие кварца влияет на твердость

глинистых пород некарбонатного типа, меньше - на твердость глинистых пород и чистых мергелей. Твердость в этой группе пород изменяется линейно, пропорционально количеству присутствующего кварца. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от карбонатной составляющей, а песчаников и алевролитов - от типа цементирующего материала.

При прочих равных условиях твердость повышается в зависимости от типа цемента (в направлении «слева направо»): глинистый → гидрослюдисто-глинистый → карбонатный → базальный. Существенно влияют на твердость структура породы и пористость.

**По Шрейнеру Л.А. (см. таблицу 2.1), горные породы по твердости, определенной методом вдавливания в горную породу стального штампа, делятся на три группы:(I, II, III), в каждой из которых по 4 категории (итого 12 категорий):**

*Таблица 2.1*

**Классификация горных пород по твердости, определенной методом вдавливания штампа (по Л.А.Шрейнеру)**

Наименование показателей	Значения показателей			
Группа	Первая (мягкие горные породы)			
Категория	1	2	3	4
Твердость, МПа	< 100	100 – 250	250 – 500	500 – 1000
Группа	Вторая (горные породы средней твердости)			
Категория	5	6	7	8
Твердость, МПа	1000 – 1500	1500 – 2000	2000 – 3000	3000 – 4000
Группа	Третья (твердые горные породы)			
Категория	9	10	11	12
Твердость, МПа	4000 – 5000	5000 – 6000	6000 – 7000	>7000

К первой группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабосцементированные пески, мергели с прослоями песка, суглинки, известняк-ракушечник, мергели и др.); ко второй - упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, доломиты, кварцево-карбонатные и др.); к третьей - упругохрупкие, как правило, изверженные и метаморфические породы. Из осадочных

пород к последней группе относятся кварциты, кремни и окремненные карбонаты.

При оценке рабочего инструмента для разрушения горных пород существенную роль играет характер разрушения пород различного класса. Для упругохрупких и упругопластичных пород зоны разрушения гораздо больше зоны контакта породы и штампа; для пород, не дающих хрупкого разрушения, размеры разрушения и контакта одинаковы. Углубление в последнем случае больше.

Отношение глубины погружения штампа после разрушения породы  $\delta$  к ее (упругой и пластичной) деформации  $\varepsilon$  до разрушения является показателем, по которому породы делятся на различные классы. Для упругохрупких пород отношение  $\frac{\delta}{\varepsilon} = 5,0$ , для упругопластичных оно равно 2,5-5,0 и для пород, не дающих хрупкого разрушения, равно единице.

В таблице 2.2 приведены данные о механических свойствах некоторых горных пород (по Л.А.Шрейнеру).

Таблица 2.2

**Механические свойства некоторых горных пород**

Горные породы	Твердость по штампу, МПа	Коэффициент пластичности	Модуль упругости МПа · 10 <sup>-6</sup>
Глины	100 – 250	>1 – 3	0,25 – 0,50
Аргиллиты	250 – 500	>1 – 3	0,50 – 1,0
Мергели	50 – 250	1 – 3	< 0,50
Песчаники кварцевые	250 – 2500	>1 – 4	0,50 – 5,00
Известняки	1000 – 2000	2 – 6	1,0 – 5,0
Гипсы	250 – 500	>1 – 6	0,50 2,60
Кремнистые породы	500 и >	1 – 3	>10

На скорость бурения, кроме твердости, значительное влияние оказывают пластические свойства горных пород.

**По пластичности горные породы Л.А. Шрейнер разделил на шесть категорий** (см. табл. 2.3) в зависимости от значения коэффициента пластичности  $k_n$ . К первой ( $k_n = 1$ ) относятся упругохрупкие; ко второй ( $k_n = 1 - 2$ ), третьей ( $k_n = 2-3$ ), четвертой ( $k_n = 3-4$ ) и пятой ( $k_n = 4-6$ ) – упругопластичные и к шестой ( $k_n=6-8$ ) – не дающие хрупкого разрушения и упругопластичные породы с коэффициентом пластичности  $k_n > 6$ , так как они по своему

поведению при разрушении близки к породам, дающим хрупкое разрушение.

Таблица 2.3

Категория пластичности	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности	1	1-2	2-3	3-4	4-6	> 6 – 8
Типы горных пород	Хрупкие	Пластично-хрупкие			Высокопластичные и сильнопористые	

**Абразивная способность горных пород** - это способность изнашивать разрушающий их инструмент. Это понятие связано с понятием о внешней трении и износе. Главная причина абразивного износа твердых тел - неровности на соприкасающихся поверхностях. Поверхности касаются только в точках контакта.

Соприкасающиеся поверхности находятся под действием точечных нагрузений. В точках контакта поверхность подвергается одновременному действию усилий, направленных вдоль и нормально к поверхности.

По обобщенной классификационной шкале (ВНИИБТ) абразивность горных пород выражена в 11 категориях (от первой – гипс без примесей) до одиннадцатой (кремень, песчаник кварцевый с содержанием кварца до 95%).

**Крепостью горной породы** принято считать ее сопротивляемость разрушению. По крепости профессор Протодьяконов М.М. все горные породы разбил на 10 категорий крепости в зависимости от величины **коэффициента крепости ( $f_k$ )** : от значения 0,3 – у плавучих горных пород – (X категория); до значения 20-25 – у высшей степени крепких горных пород (I категория).

**Коэффициент крепости ( $f_k$ )** ориентировочно составляет 0,01 от предела прочности породы при одноосном сжатии, т.е.  $f_k = 0,01\sigma_{сж}$ .

**Буримостью горных пород** называется способность породы сопротивляться проникновению в них породоразрушающего инструмента.

**Буримость** – это величина углубления скважины за единицу времени чистого бурения горных пород, т.е. – механическая

**скорость бурения (м/ч)** при определенных условиях (типоразмеры ПРИ, глубина скважины и т.д).

**Установлено 12 категорий буримости горных пород** в зависимости от их литологического состава и физико-механических свойств.

Определение буримости – необходимое условие правильного выбора способа бурения, породоразрушающего инструмента, нормативов трудовых и материальных затрат.

**Устойчивость горных пород** – это способность пород сохранять ствол скважины при бурении без образования каверн, сужений, прихватов и других нарушений.

По степени устойчивости горные породы подразделяются на 4 группы:

- 1 – весьма неустойчивые;
- 2 – с изменяющейся устойчивостью;
- 3 – слабоустойчивые;
- 4 – устойчивые.

Классификация пород по степени устойчивости приведена в табл.2.4.

Таблица 2.4

**Классификация горных пород по степени устойчивости**

Степень устойчивости	Горные породы	Связь между зернами
Весьма неустойчивые	Рыхлые (пески, гравий, галечник)	Отсутствует
С изменяющейся устойчивостью	Плотные, невысокой прочности, растворяемые или размываемые буровым раствором (глинистые породы, каменная соль)	Сложная (исчезающая при насыщении водой)
Слабоустойчивые	Скальные, но раздробленные; сбрекчированные (сцементированные брекчией или конгломератом, слабые песчаники, сланцы и угли)	Недостаточно прочная
Устойчивые	Породы высокой или средней твердости, монолитные или слаботрещиноватые, не размываемые буровым раствором (граниты, диориты, базальты, кварциты, песчаники и др.)	Прочная

**При бурении скважин** на забое при контакте горной породы с ПРИ отмечаются **следующие виды разрушения горных пород**:

- поверхностное;
- усталостное;
- объемное.

а) – **поверхностное разрушение** имеет место тогда, когда при контакте с породоразрушающим инструментом в горной породе возникает напряжение меньше твердости породы на вдавливание, т.е.

$$\frac{P}{F} < P_{ш} \quad (2.9)$$

При этом разрушение породы происходит только вследствие трения, т.е. реализуется взаимный абразивный износ ПРИ и горной породы. Такое разрушение породы не эффективно.

б) – **усталостное разрушение** имеет место тогда, когда в начале бурения так же

$$\frac{P}{F} < P_{ш} \quad (2.10)$$

но в результате многократного силового воздействия на породу, в ней развивается система микротрещин, поэтому твердость породы на забое постепенно снижается и периодически возникают условия для объемного разрушения горной породы.

в) – **объемное разрушение** горной породы происходит тогда, когда при контакте с ПРИ в породе возникает напряжение, превосходящее твердость породы на вдавливание, т.е.

$$\frac{P}{F} > P_{ш} \quad (2.11)$$

где:  $P$  – осевая нагрузка на ПРИ;  $F$  – общая площадь контактов рабочих элементов ПРИ с породой;  $P_{ш}$  – твердость по штампу на вдавливание.

Объемный тип разрушения горной породы является самым эффективным и экономичным.

#### **Давление в горных породах и пластах:**

**Горное (геостатическое) давление  $P_g$**  (МПа), – это давление  $P_g$  (МПа), создаваемое весом толщи залегающих над месторождением горных пород. Горное давление закономерно увеличивается только до глубины 6000– 7000 м, а на больших глубинах оно уменьшается.

При бурении на суше :

$$P_g = \rho_{п} \times g \times H \quad (2.12)$$

**Средний градиент горного давления** – это средняя величина изменения горного давления на 1 м мощности геологического разреза

и составляет  $P_r = 0,023$  МПа/1м мощности геологического разреза при средней объемной плотности горной породы  $\rho_{п} = 2300$  кг/м<sup>3</sup>.

**Боковое давление  $P_{\sigma}$**  (Па) – это радиальное упругое напряжение в горной породе

$$P_{\sigma} = \xi \times P_r \quad (2.13)$$

$$\xi = \frac{\mu}{1 - \mu} \quad (2.14)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

При  $\xi = 1$  величина  $P_r$  имеет максимальное значение. Величина  $\xi$  приближается к 1 в толщах глинистых и других высокопластичных пород на сравнительно небольшой глубине.

**Поровое давление  $P_{пор}$**  – это давление жидкости в поровом пространстве горных пород.  $P_{пор}$  используют для характеристики давления жидкости в порах глинистых и других практически непроницаемых пород.

Пластовое давление  $P_{пл}$  (МПа) – это давление жидкости (пластовых флюидов) в проницаемой породе, т.е. когда поры сообщаются друг с другом.

В нормальных условиях на глубине  $H$  давление флюидов  $P_{пл}$  приблизительно равно гидростатическому давлению столба воды  $P_v$  (МПа) плотностью  $\rho_v = 1000$  кг/м<sup>3</sup> от кровли пласта до поверхности.

$$P_{пл} = \rho_v \times g \times H \quad (2.15)$$

Для характеристики геологических условий бурения используется понятие «**коэффициент аномальности –  $k_a$**  пластового давления, который представляет собой отношение пластового  $P_{пл}$  и гидростатического  $P_v$  давлений.

$$k_a = \frac{P_{пл}}{P_v} = 1 \pm 0,2 \quad (2.16)$$

В нормальных условиях  $k_a \sim 1$ . Если  $k_a > 1,2$  – то имеется аномально высокое пластовое давление (АВПД). Если  $k_a < 0,8$  – имеется аномально низкое пластовое давление (АНПД).

При увеличении глубины скважин вероятность встречи с АВПД возрастает.



## ТЕМА 3 ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Нефть и газ добывают, пользуясь скважинами, основными процессами строительства которых являются бурение и крепление. Необходимо осуществлять качественное строительство скважин во все возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки с целью обеспечения страны нефтью и газом при снижении трудо- и энергоемкости и капитальных затрат на строительство.

Бурение скважин - единственный источник результативной разведки и приращения запасов нефти и газа.

Только сооруженная скважина может ответить на вопрос: имеется ли в данном районе нефтяное или газовое месторождение и какова промышленная ценность залежи углеводородов (УВ).

**Нефтяная или газовая скважина** - это приблизительно цилиндрическое сооружение вглубь Земли, без доступа в него человека, включающее преимущественно вертикальную или наклонную горную выработку в непродуктивной зоне пород и соединенную с ней выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных труб с цементными оболочками за ними и фильтр, обеспечивающий надежную гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом.

**Основными элементами скважины** являются (рис. 3.1): устье, забой, ствол, обсадная колонна, цементное кольцо и фильтр.

**Устье** - это начало скважины, т.е. пересечение ее с земной поверхностью, образованное короткой вертикальной зацементированной трубой - направлением.

**Забой** - это дно ствола скважины, перемещающееся в результате углубления ствола скважины под воздействием породоразрушающего инструмента (ПРИ) на горную породу и выноса выбуренной породы на дневную поверхность. Забой может быть сплошным – при бурении скважины с использованием буровых долот сплошного бурения и кольцевым – при бурении с отбором керна с использованием специальных ПРИ – бурильных головок.

**Керн** - это «целик» горной породы, не разрушенной в процессе бурения скважины кольцевым забоем, подлежащий после его отрыва от забоя –извлечению на дневную поверхность и предназначенный для проведения геологических исследований.

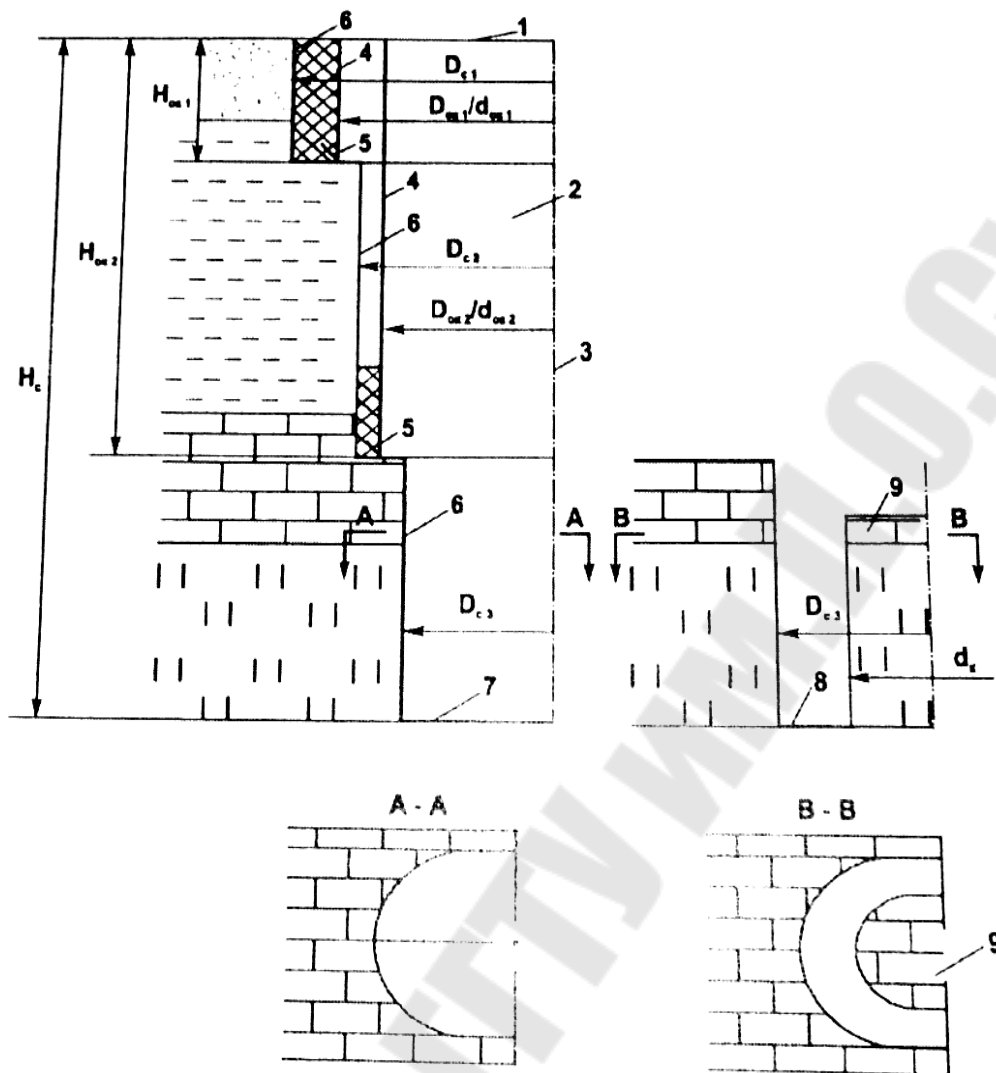


Рис.3.1. Основные элементы и характеристики буровых скважин: 1-устье; 2- ствол скважины; 3 - ось скважины; 4 - обсадные колонны; 5 - башмаки обсадных колонн; 6 – стенки скважины; 7 – сплошной забой; 8 – кольцевой забой; 9 – керн;  $D_{c1}$ ,  $D_{c2}$ ,  $D_{c3}$  – диаметры ствола скважины ( $D_{c1}$ – начальный диаметр ствола,  $D_{c2}$ , – промежуточный диаметр ствола,  $D_{c3}$  – конечный диаметр ствола скважины);  $D_{ок1}$  и  $D_{ок2}$  – внешние диаметры обсадных колонн;  $d_{ок1}$  и  $d_{ок2}$  – внутренние диаметры обсадных колонн;  $H_{ок1}$  и  $H_{ок2}$  – длины обсадных колонн;  $H_c$  – длина ствола скважины;  $d_k$  – диаметр керна

**Ствол** - это горная выработка, внутри которой располагаются обсадные колонны и производится углубление скважины.

**Обсадная колонна** - это свинченные с другом и спущенные в ствол скважины обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород. Различают первую обсадную колонну - кондуктор, последнюю обсадную колонну - эксплуатационную колонну, а также – промежуточные обсадные колонны, в том числе «хвостовики»

(находящиеся внутри предыдущей обсадной колонны с ее перекрытием на 50-100 м) и «летучки» (лайнеры) – без связи с предыдущей обсадной колонной.

**Цементное кольцо** - затвердевший цементный раствор, закачанный в кольцевое пространство между стволом и обсадной колонной с целью его герметизации.

**Крепь скважины** – это система спущенных в ствол скважины обсадных колонн и цементных колец за ними.

**Фильтр** – это участок скважины, непосредственно соприкасающийся с продуктивным нефтяным или газовым горизонтом. Фильтром может служить необсаженный колонной участок ствола, специальное устройство с отверстиями, заполненное гравием и песком, а также – часть эксплуатационной колонны или хвостовика с отверстиями или щелями, в т.ч. в цементном кольце.

Скважины на нефть и газ подразделяются на:

- структурно-поисковые, назначение которых - установление (уточнение) тектоники, стратиграфии, литологии, оценка продуктивности горизонтов (без дополнительного строительства скважин);

- разведочные, служащие для выявления продуктивных объектов, а также для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газоносных пластов;

- добывающие (эксплуатационные), предназначенные для добычи нефти и газа из земных недр; к этой категории относят также нагнетательные, оценочные, наблюдательные и пьезометрические скважины;

- нагнетательные, предназначенные для закачки в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны; эти меры направлены на удлинение периода фонтанного способа добычи нефти или повышения эффективности добычи УВ;

- опережающие добывающие, служащие для добычи нефти и газа с одновременным уточнением строения продуктивного пласта;

- оценочные, предназначенные для уточнения параметров и режима работы продуктивных пластов, а также – для определения начальной водонефте-насыщенности и остаточной нефтенасыщенности пласта (и проведения иных исследований);

- контрольные (наблюдательные и пьезометрические), предназначенные для наблюдения за объектом разработки,

исследования характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефтенасыщенности пласта, в том числе:

- наблюдательные, служащие для периодического наблюдения за изменением положения ВНК, ГНК, ГВК;

- пьезометрические, служащие для систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной зоне пласта;

- опорные скважины, предназначенные для изучения геологического строения крупных регионов, установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа, они характеризуются значительным объемом бурения с керном;

- опорно-технологические, предназначенные для установления эффективности применения новых технических и технологических средств в сложных геолого-технических условиях;

- параметрические, предназначенные для изучения глубинного строения горных пород, где предполагается наличие условий для образования нефтяных и газовых залежей; с целью снижения стоимости работ объема бурения с отбором керна в них могут быть ограничены.

### **3.1 Этапы сооружения скважин**

**Сооружение скважины**, независимо от ее назначения (разведочная, параметрическая, эксплуатационная и т.д.), **включает в себя следующие основные этапы:**

- 1) **Геологическое обоснование** места сооружения и **составление рабочего проекта скважины**, что позволяет наилучшим образом выполнить поставленную задачу.

- 2) **Подготовительные работы** к строительству скважины (обустройство подъездного пути, водоводов и линий электропередач, планировка площадки, строительство или перемещение буровой вышки и привышечных сооружений, устройство фундамента и т.п.).

- 3) **Монтаж технических средств** (бурового и силового оборудования) для наиболее качественного и экономичного сооружения скважины.

- 4) **Оборудование устья скважины**, являющегося неотъемлемой частью конструкции скважины при ее строительстве, освоении и эксплуатации и состоящее: из секционной колонной головки, предназначенной для подвески и обвязки между собой всех

спускаемых в скважину обсадных колонн, установки противовыбросового оборудования (набора превенторов) и арматуры для фонтанной или механизированной эксплуатации скважины, обеспечивающее качественное ее испытание и дальнейшую длительную эксплуатацию как объекта добычи углеводородов.

5) **Проводку ствола скважины**, обеспечивающую высокую скорость углубления при минимальных затратах.

6) **Глубинные геофизические и технологические исследования**, позволяющие: подробно изучить геологический разрез, определить термодинамические параметры вскрытых скважиной пластов, отобрать образцы (керна) горных пород и пластовых флюидов для лабораторных исследований.

7) **Крепление ствола обсадными колоннами** и размещенными в заколонном пространстве цементными кольцами, обеспечивающее разобщение вскрытых бурением пластов и длительную безаварийную эксплуатацию скважины как инженерного сооружения и ее экологическую безопасность.

8) **Изготовление глубинного фильтра**, обеспечивающего качественную и надежную гидродинамическую связь продуктивного пласта с полостью эксплуатационной колонны и препятствующего проникновению в колонну горной породы и других загрязняющих УВ примесей.

9) **Освоение и сдача скважины в эксплуатацию.**

10) **Демонтаж бурового и силового оборудования**, вышки и привышечных сооружений.

11) **Рекультивация земли** на участке строительства.

**Производственный цикл сооружения скважины** при этом начинается с момента строительства вышки (рытья котлованов под фундаменты буровой) и завершается:

а) – в эксплуатационном бурении – испытанием скважины на промышленный приток углеводородов;

б) – в разведочном бурении – опробованием всех намеченных объектов.

**Начало бурения скважины** – это момент первого спуска бурильной колонны для проходки.

**Окончание бурения скважины** – это момент окончания выброса бурильных труб на мостки после промывки скважины до выхода чистой воды и испытания эксплуатационной колонны на герметичность.

## ТЕМА 4 СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### 4.1 Классификация способов бурения скважин

Выбор способа бурения имеет важное значение для эффективного разрушения горных пород в процессе строительства нефтяных и газовых скважин.

Наибольший объем бурения в мире реализуется с использованием роторного вращательного способа, при котором вращение долота на забое скважины обеспечивается находящимся на поверхности ротором буровой установки (вращателем), через бурильную колонну, спущенную в скважину, к нижней трубе которой крепится породоразрушающий инструмент – буровое долото.

Кроме роторного способа, в качестве привода основного породоразрушающего инструмента (ПРИ) – буровых долот применяется способ бурения скважин с использованием погружных забойных двигателей: гидравлического действия (турбобуров и винтовых забойных двигателей), а также электрического действия – электробуров,

**Способы бурения нефтяных и газовых скважин** классифицируются следующим образом:

#### 1) По способу воздействия на горную породу:

**а) механическое бурение**, при котором буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее. Механическое бурение подразделяется на:

- ударное;
- вращательное.

В настоящее время при строительстве нефтяных и газовых скважин основным способом является механическое вращательное бурение, а ударное бурение, как малоэффективное – практически не применяется.

**Вращательное бурение** – это способ механического бурения, при котором разрушающее усилие на горную породу создается непрерывным вращением породоразрушающего инструмента (ПРИ) с приложением к нему осевой нагрузки. Крутящий момент на долото при вращательном бурении передается **или от находящегося на поверхности вращателя (ротора буровой установки) через колонну бурильных труб (роторное бурение) или от вала погружного забойного двигателя (турбобура, винтового забойного**

двигателя или электробура), расположенных над долотом – непосредственно долоту;

**б) немеханическое бурение**, при котором отсутствует непосредственный контакт породоразрушающего инструмента с горной породой, а ее разрушение обусловлено воздействием на нее различных по своей природе сил.

**К немеханическому бурению** относятся:

- гидродинамическое бурение (*при гидродинамическом воздействии на горную породу высоконапорных струй жидкости*);

- гидродинамическое эрозионное бурение (*при гидродинамическом воздействии на горную породу высоконапорных струй жидкости, несущей с собой весьма твердый абразивный материал- корундовый песок*);

- термическое или огнеструйное бурение (*при тепловом воздействии на горную породу высокотемпературных газовых струй, истекающих с высокой скоростью из сопел специальных горелок ракетного типа*);

- электрофизическое бурение (*при воздействии на горную породу энергии электрического разряда*);

- взрывоударное бурение (*при воздействии на горную породу энергии взрыва*);

- химическое бурение (*при воздействии на горную породу реагентов, вступающих с ней в химическую реакцию*);

- лазерное бурение (*при воздействии на горную породу энергии лазерного луча*).

Значительная часть способов немеханического бурения находится на стадиях исследований и разработки и в настоящее время имеет небольшое распространение.

## **2) По характеру разрушения горных пород на забое:**

а) сплошное бурение, при котором разрушение горной породы на забое осуществляется долотами сплошного бурения и происходит по всей площади забоя;

б) колонковое бурение (бурение с отбором керна), при котором разрушение горной породы на забое осуществляется бурильными головками и происходит по кольцу, оставляя нетронутой его центральную часть (целик - керн) с целью извлечения керна (цилиндрического образца горных пород на всей или части длины скважины) после его отрыва от кольцевого забоя скважины.

## ТЕМА 5 БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

### 5.1 Общие сведения

На отведенной площадке в пункте заложения нефтяной или газовой скважины для выполнения комплекса работ по ее строительству монтируют буровую установку и возводят необходимые наземные сооружения.

**Буровая установка (БУ)** представляет собой комплекс различных функционально взаимосвязанных машин, механизмов и конструктивных элементов для выполнения основных и вспомогательных работ при строительстве скважины.

Конструктивное исполнение **БУ**, ее оснащенность, габариты и параметры зависят от многих и прежде всего, – от способа бурения, глубины и конструкции скважины.

При механическом бурении, т.е. при непосредственном углублении скважины **БУ** должна обеспечить выполнение трех основных функций: грузовой; приводной и циркуляционной.

**Грузовая функция** охватывает все работы по перемещению тяжелых инструментов стволе скважины или удержания их на весу. К этим работам относятся: спуск в скважину или подъем из скважины бурильной колонны (спуско-подъемные операции), поддержание на весу бурильной колонны во время бурения, спуск в скважину обсадных колонн, спуск в скважину и извлечение из нее различного вспомогательного инструмента, в том числе для ликвидации аварий в скважине.

**Приводная функция** обеспечивает передачу мощности вращательного движения на бурильную колонну, а с ее помощью и на породоразрушающий инструмент (ПРИ), находящийся на забое, или на различные инструменты, спущенные в скважину для проведения вспомогательных работ.

**Циркуляционная функция** обеспечивает непрерывную циркуляцию промывочного агента по стволу скважины. К этой же функции можно отнести и все работы по приготовлению, регулированию и поддержанию необходимых свойств циркулирующего бурового раствора.

Функциональная схема БУ представлена на (рис.5.1).





Рис.5.1. Функциональная схема буровой установки: 1,2,3 – трансмиссии; 4-ведущая ветвь талевого каната; 5-манифольд высокого давления со стояком и буровым шлангом; 6-вкладыши ротора

Соответственно трем обозначенным функциям в структуре буровой установки выделяются три технологические цепочки, каждая из которых включает силовой привод, трансмиссию с редуктором, главный исполнительный орган и вспомогательное оборудование и инструмент.

1) Технологическая цепочка исполнения грузовой функции включает:

- буровую лебедку(главный исполнительный орган);
- силовой привод;
- трансмиссию;
- редуктор (в конструкции буровой лебедки или отдельно);
- буровую вышку;
- талевую систему.

2) Технологическая цепочка привода включает:

- ротор (главный исполнительный орган) силового привода ротора;
- трансмиссию;
- редуктор (в некоторых БУ используется редуктор буровой лебедки).

3) Технологическая цепочка для создания циркуляции в стволе скважины включает:

- буровой насос (главный исполнительный орган);
- силовой привод насоса,
- трансмиссию;

- механизмы и аппараты для приготовления, очистки и обработки бурового раствора и элементы поверхностной циркуляционной системы: желоба, трубопроводы, стояк, буровой шланг, вертлюг, различные по назначению емкости;

- в случае использования газообразных агентов в качестве главного исполнительного органа в технологическую цепочку входит компрессор.

Помимо оборудования, объединенного в технологические цепочки БУ имеет: средства механизации вспомогательных работ и автоматизации рабочих процессов; органы управления агрегатами; приборы управления и контроля работы отдельных агрегатов БУ; станции контроля процесса бурения; средства противопожарной, противовыбросовой безопасности и охраны труда.

Поблизости от БУ на безопасном расстоянии размещают бытовые помещения для отдыха и обслуживания персонала буровой бригады, помещение бурового мастера, подсобные помещения для хранения материалов и инструментов, резервные емкости для воды химреагентов и горюче-смазочных материалов (ГСМ).

Таким образом, современная буровая установка глубокого бурения со всем вспомогательным оснащением представляет собой производственный объект для выполнения буровых работ в полевых условиях в любой погодно-климатической обстановке.

Поскольку за весь период эксплуатации каждая БУ, как правило, подвергается неоднократному монтажу и демонтажу, большое внимание уделяется разработке таких конструктивных решений БУ, которые максимально упрощали бы и сокращали объемы монтажно-демонтажных работ при эксплуатации БУ.

## **5.2 Состав и монтаж оборудования для сооружения скважины**

Для сооружения нефтяных и газовых скважин используются буровые установки (БУ), которые представляют собой комплекс громоздкого и массивного оборудования, почти все элементы которого устанавливают на мощные железобетонные фундаменты или сварные конструкции из толстостенных бурильных труб. Буровые установки (БУ) для вращательного бурения нефтяных и газовых скважин в зависимости от типа их основного элемента – **буровой вышки** – **бывают башенного и мачтового типов**, представленные соответственно на (рис. 5.2 и 5.3).

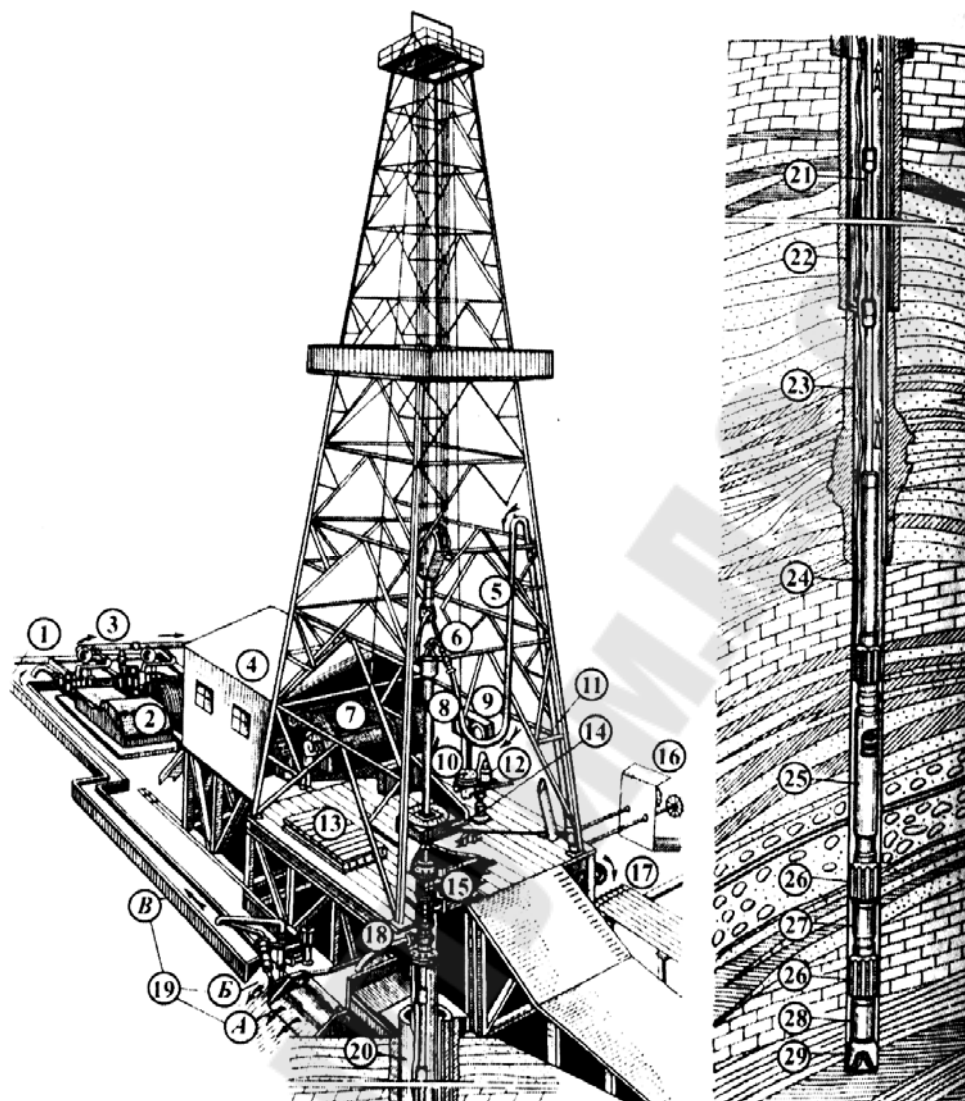


Рис.5.2. Общий вид буровой установки с вышкой башенного типа и состав внутрискважинного оборудования и инструмента при вращательном бурении нефтяных и газовых скважин: 1-приемная емкость; 2- буровые насосы; 3- нагнетательная линия (манифольд); 4 - силовой блок; 5- буровой рукав; 6- вертлюг; 7- лебедка; 8- ведущая бурильная труба; 9- индикатор веса инструмента ГИВ-6; 10- подвесные машинные ключи УМК; 11- стояк буровой вышки; 12- ключ буровой АКБ-3М; 13- подсвечник; 14- ротор; 15- превентор; 16- ручной привод превентора; 17- трубный стеллаж (приемные мостки); 18- выход бурового раствора в желоб; 19- блок очистки бурового раствора (А -вибросито; Б – гидроциклоны; В – желобная система); 20- кондуктор; 21- бурильная колонна; 22- первая промежуточная обсадная колонна; 23- вторая промежуточная обсадная колонна; 24- утяжеленные бурильные трубы; 25- гидравлический забойный двигатель (турбобур или ВЗД); 26- калибратор; 27- маховик; 28- переводник; 29- буровое долото

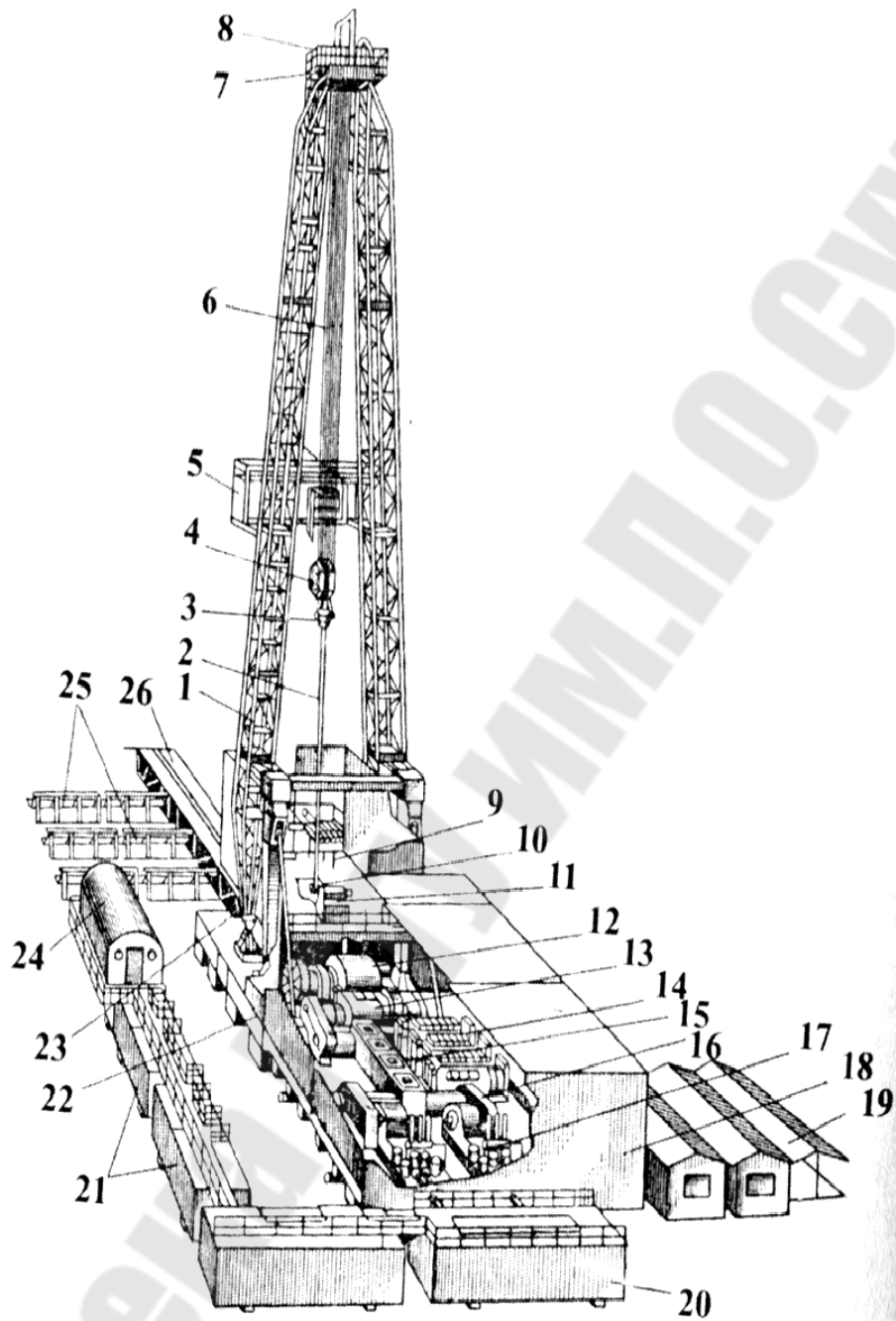


Рис.5.3. Общий вид буровой установки с вышкой мачтового типа для вращательного бурения скважин: 1 - секция мачты; 2 - бурильная колонна; 3-элеватор; 4 - талевый блок; 5 - полаты; 6 - талевый канат; 7 - верхняя площадка; 8 - кронблок; 9 - подсвечник; 10 - ротор; 11- вспомогательная лебедка; 12 - главная лебедка; 13 - коробка передач; 14 - двигатели; 15 - трансмиссия двигателей; 16 - трансмиссия бурового насоса; 17 - буровой насос; 18 - укрытие приводного и насосного комплексов; 19 - бытовые помещения; 20,21 – приемный и промежуточные баки; 22 - основание силового привода; 23 - подроторное основание; 24 - блок очистки бурового раствора; 25 - стеллажи для труб; 26 - приемные мостки

Все оборудование БУ для сооружения скважины можно условно объединить в несколько основных блоков:

1) - **буровая вышка** с талевой системой, подъемной лебедкой, элементами управления и контроля, а также приемными мостками, оборудованными наклонным желобом, соединяемым с рабочей площадкой.

2) - **силовой блок**, состоящий из нескольких дизельных или электрических двигателей, предназначенных для привода ротора и подъемной лебедки и включающий систему трансмиссий, редукторов, карданов и шкивов;

3) - **насосный блок** для промывки ствола скважины, включающий один-два или три буровых насоса с электрическим или дизельным приводом;

4) - **циркуляционная система**, включающая несколько емкостей для хранения бурового раствора, перемешиватели с электроприводом, блок приготовления и регулирования свойств бурового раствора, блок очистки от выбуренной породы, желоба с шиберами (заслонками) для манипуляции с выходящим из скважины при бурении потоком жидкости;

5) - **стационарный поворотный кран** грузоподъемностью не менее 30 кН (3 тс), устанавливаемый вблизи приемных мостков, для проведения на них погрузо-разгрузочных работ (с трубами, элементами КНБК, породоразрушающими инструментами, геофизическими приборами и т.д).

В ходе проведения подготовительных работ выбирают место (площадку) для буровой, прокладывают подъездную дорогу, подводят системы электроснабжения, водоснабжения и связи. Если рельеф местности неровный, то площадку планируют, обеспечивая ее горизонтальность.

Различают следующие методы монтажа буровых установок: поагрегатный, мелкоблочный и крупноблочный.

1) При поагрегатном методе буровая установка собирается из отдельных агрегатов, для доставки которых используется автомобильный, железнодорожный или воздушный транспорт.

2) При мелкоблочном методе буровая установка собирается из 16–20 мелких блоков. Каждый из них представляет собой основание, на котором смонтированы один или несколько узлов установки.

**3) При крупноблочном методе** установка монтируется из 2.– 4 блоков, каждый из которых объединяет несколько агрегатов и узлов буровой.

Блочные методы обеспечивают высокие темпы монтажа буровых установок и качество монтажных работ. Размеры блоков зависят от способа, условий и дальности их транспортировки.

**Монтаж вышки и бурового оборудования** производится в соответствии с принятой для данных конкретных условий схемой их размещения. Оборудование стараются разместить так, чтобы обеспечить безопасность в работе, удобство в обслуживании, низкую стоимость строительно-монтажных работ и компактность в расположении всех элементов буровой.

**Буровая вышка монтируется:**

- либо при помощи подъемников и домкратов отдельными секциями с последующим их соединением, при этом первым монтируют верхний пояс с кронблоком, а последним - нижний пояс;

- либо собирается горизонтально на земле, а затем тракторами и подъемными стрелами поднимается в вертикальное положение. Если позволяет рельеф местности, то иногда вышки собирают на центральной базе, затем транспортируют к месту сооружения скважины при помощи мощных платформ и тягачей.

После этого последовательно монтируют талевый блок с кронблоком, вертлюг и ведущую трубу, присоединяют к вертлюгу напорный рукав. Далее проверяют отцентрированность вышки: ее центр должен совпадать с центром ротора.

После установки вышки на фундаменты или платформы ее укрепляют растяжками, затем устанавливают подъемную лебедку, оборудуют направлением устье скважины.

Силовой блок для привода лебедки и ротора, трансмиссионную систему, систему пневматических муфт и гидротормоза, пульт управления. монтируют следующим этапом.

Лебедку оснащают талевым канатом, другой конец которого пропускают через шкивы кронблока и талевого блока (полиспаста) и прикрепляют к основанию вышки специальным приспособлением. Устанавливают ротор и соединяют с двигателями цепной передачей посредством пневматической муфты.

Насосный блок и циркуляционную систему монтируют на следующем этапе (поочередно или одновременно). При этом привод насосов от двигателей осуществляют клиновыми ремнями и шкивами.

Циркуляционную систему соединяют с буровыми насосами трубопроводами и оснащают виброситами для выделения из промывочного агента сравнительно крупных частиц выбуренной породы (шлама), песко-ило-отделителями и центрифугами для более тонкой очистки промывочного агента, дегазатором для очистки от газа.

На емкости для хранения бурового раствора устанавливают механические и гидравлические перемешиватели, центробежные насосы, осуществляющие подачу жидкости в буровые насосы, песко-ило-отделители, блок приготовления и регулирования свойств промывочного агента. Отдельно устанавливают и обвязывают манифольдами с циркуляционной системой блок приготовления промывочного агента, основными узлами которого являются хранилища сыпучих материалов, дозаторы и смесительные устройства.

Комплектация всех буровых установок в зависимости от назначения скважины, ее глубины, геологических и климатических условий района, транспортного сообщения комплектуются по-разному. При этом во всех случаях стремятся к наиболее простому набору бурового оборудования, обеспечивающему качественное, безаварийное, с минимальными затратами времени и средств, сооружение скважины.

### **5.3 Параметры и классификация буровых установок**

Каждая буровая установка характеризуется множеством параметров, среди которых можно назвать следующие: предельную глубину бурения, максимальную нагрузку на крюке, мощность привода установки (установленная мощность) и мощность привода отдельных агрегатов, вид применяемой энергии, подачу и максимальное давление буровых насосов, частоту вращения ротора, скорость подъема инструмента, тип и высоту вышки, наличие контрольно-измерительной аппаратуры, уровень механизации работ и автоматизации процессов.

Из перечисленных параметров определяющим является глубина бурения, так как с ростом глубины скважины увеличивается вес спускаемых буровой и обсадных колонн (т.е. нагрузка на крюке), повышаются затраты мощности на вращение буровой колонны в стволе скважины и возрастают потери напора при циркуляции бурового раствора в скважине.

В связи с этим – номинальная глубина бурения скважины выделяется в качестве основного параметра БУ.

За условную номинальную глубину бурения принимается предельная глубина бурения долотом диаметром 215,9 мм, которую можно достичь с использованием бурильных труб диаметром 114 мм с удельной массой, равной 30 кг/м.

По назначению все буровые установки, применяемые для буровых работ на нефть и газ, разделены на 2 категории и составляют 2 параметрических ряда.

**Первый параметрический ряд** – включает буровые установки для картировочного, структурно-поискового и геологоразведочного бурения на нефть и газ.

Все типы БУ первого ряда подразделены на 7 классов.

Для каждого класса ГОСТ определяет номинальную и максимальную нагрузки на крюке, предельную глубину бурения, начальный и конечный диаметры скважины и диаметр бурильных труб.

В шифре типа установки первого ряда указывается ее номинальная нагрузка на крюке и буквой русского алфавита обозначена разновидность базы. Предусмотрен выпуск БУ первого ряда в трех исполнениях: на шасси автомобиля (А); на гусеничной базе (Т) и на прицепе (П).

**Второй параметрический ряд** – включает буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения.

Все типы БУ второго ряда подразделяются на 11 классов в соответствии с ГОСТ 16293-82, который определяет их основные параметры.

Среди этих классов – Легкие БУ (1 – 3 классы) могут иметь различную монтажную базу, а остальные (4 – 11) монтируются на неподвижном стационарном основании. Их транспортируют с точки на точку с демонтажом и монтажом по различным схемам (крупноблочная, мелкоблочная и поагрегатная).

В шифрах типов современных БУ для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения предусмотрены следующие буквенные обозначения, соответствующие типам привода:

- Д – дизельный;
- ДГ – дизель-гидравлический;
- Э – электрический переменного тока;



- ЭР – электрический регулируемый (тиристорный) постоянного тока;

- ДЕ – автономный дизель-электрический.

В ГОСТ 16293-82 оговорено, что предельная глубина бурения может быть больше предусмотренной для БУ данного класса при условии, что вес бурильной колонны не превысит  $2/3$  допускаемой нагрузки на крюке.

При выборе типа БУ в качестве исходного условия принимается глубина бурения, а затем проверяется – подходит ли БУ по допустимой нагрузке на крюке. Расчетный вес самой тяжелой обсадной колонны или нагрузка, возможная при ликвидации прихвата бурильной колонны, не должны превышать допустимой нагрузки на крюке.

#### 5.4 Оборудование буровых установок

Оборудование для проведения спуско-подъемных операций (СПО) при бурении скважин предназначено для реализации грузовой функции БУ

Одним из основных элементов технологической цепочки по выполнению СПО является буровая вышка, предназначенная для спуска в скважину и извлечения из нее труб при выполнении СПО, размещения свечей бурильных труб, извлеченных из скважины; спуска обсадных колонн; поддержания в подвешенном состоянии бурильной колонны в процессе бурения и выполнения различных вспомогательных работ в скважине.

В зависимости от количества и расположения несущих элементов (ног) буровые вышки подразделяются на два типа: башенные и мачтовые.

**Буровая вышка** представляет собой высотную металлическую конструкцию. Ее основные параметры – высота и грузоподъемность. Высота вышки определяет длину свечи бурильных труб, которую можно извлечь из скважины и установить ее нижний конец на полу буровой на специальную деревянную площадку – подсвечник, а верхний завести за «палец» – специальный упор, ограничивающий перемещение верхних концов бурильных свечей в пределах приемного пространства – «магазина».

Длина свечи составляет примерно  $2/3$  от высоты вышки. С увеличением длины свечи продолжительность СПО сокращается, а значит увеличивается рейсовая скорость бурения

Поэтому с увеличением глубины бурения – высота и грузоподъемность буровых вышек увеличивается.

По степени разборности буровые вышки подразделяются на:

- а) стержневые, которые разбираются на отдельные стержни;
- б) секционные, которые разбираются на отдельные секции.

Секционные буровые вышки в зависимости от конструктивной схемы подразделяются на:

а) сборные, у которых отдельные секции при монтаже соединяются крепежными деталями;

б) складные, у которых секции соединены шарнирно и при демонтаже такие вышки складываются в более удобные габариты;

в) телескопические, у которых одни секции размещаются внутри других, а при монтаже они телескопически выдвигаются.

Размеры оснований вышек определяют с учетом размещения на полу буровой наземного оборудования: лебедки, пульта бурильщика, приборов контроля процесса бурения, ротора, подсвечников, автоматического бурового ключа АКБ-3 и подвесных машинных ключей УМК, механизма крепления неподвижного конца талевого каната а также – шурфов для ведущей бурильной трубы и свободное место для работы персонала буровой бригады.

В буровых установках глубокого бурения размер основания вышки составляет: 8х8 м или 10х10 м.

### **Буровая лебедка**

Буровая лебедка является главным исполнительным органом для реализации грузовой функции БУ и предназначена для выполнения СПО, плавной подачи удерживаемого на весу бурильного инструмента по мере углубления ствола скважины, регулирования нагрузки на долото, спуска обсадных колонн в скважину, производства вспомогательных работ по подтаскиванию в буровую инструмента, оборудования, труб и др., для подъема собранной вышки в вертикальное положение. В БУ тяжелого типа буровая лебедка также служит для передачи мощности на ротор, если он не имеет индивидуального привода.

Буровая лебедка (рис.5.4) состоит из сварной рамы, на которой установлены подъемный и трансмиссионный валы, тормозной системы, состоящей из основного (ленточного) и вспомогательных (гидродинамического и электрического) тормозов, пульта управления. Подъемный вал является основным валом лебедки. На валу кроме

звездочек цепной передачи монтируется барабан для навивки талевого каната, ленточный тормоз и кулачковая муфта, соединяющаяся с гидродинамическим или электрическим тормозами.

Основные узлы буровой лебедки типа ЛБУ представлены на (рис.5.4.).

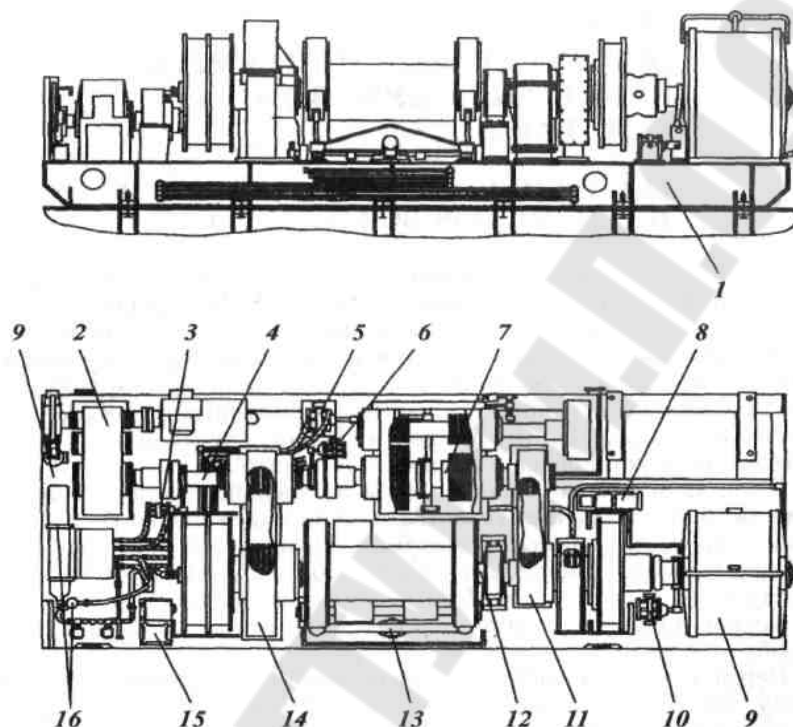


Рис.5.4. Лебедка буровая типа ЛБУ: 1 - рама; 2 - регулятор подачи долота; 3, 10 - механизм включения; 4 - тихоходный вал; 5 - механизм переключения скоростей; 6 - механизм включения зубчатой муфты; 7 - коробка передач; 8 - насосный агрегат системы смазки; 9 -электромагнитный тормоз; 11, 14 - быстроходная и тихоходная передачи; 12 -подъемный вал; 13 - узлы ленточного тормоза; 15 -командоаппарат с датчиком глубины; 16 - воздухопровод

Буровые лебедки конструкции Уралмашзавода, имеющие различные приводные системы, характеризуются высокой приводной мощностью, оптимальными соотношениями диаметра бочки барабана и талевого каната, оборудованы надежными тормозными системами и регуляторами подачи долота на забой, а также механизмами для правильной укладки талевого каната на барабане.

Шифр лебедок следует читать так: ЛБУ22-720 – лебедка буровая Уралмашзавода, натяжение ходового конца талевого каната 22 тс (220 кН), расчетная мощность на входном валу лебедки 720 кВт. В

некоторых шифрах указывается только расчетная мощность (например, ЛБУ3000).

**Барабан** – это приемный орган лебедки, на который наматывается талевый канат. Канат на барабан лебедки при спуске и подъеме в зависимости от нагрузки, скорости крюка и числа ветвей в талевой оснастке должен навиваться и свиваться с различными скоростями.

**Ленточный тормоз** предназначен для торможения барабана до полной его остановки при спуске инструмента, для удержания на весу бурильной или обсадной колонны и плавной их подачи.

**Тормозные колодки ленточного тормоза** должны равномерно прилегать к тормозным шкивам. В заторможенном состоянии рукоятка управления лебедкой должна отстоять от пола буровой на 80-90 см. Ход рукоятки при торможении от вертикали не должен превышать  $60^\circ$ . Состояние гидротормоза определяется герметичностью всех соединений. Герметичность шинно-пневматических муфт и их соединений контролируют при подаче сжатого воздуха в пневматическую систему управления.

**Гидродинамический тормоз** – вспомогательный и развивает тормозной момент при спуске инструмента и автоматически поддерживает скорость его спуска, тем самым – предохраняя главный тормоз от длительного воздействия нагрузки и снижая его износ. Он поглощает значительную часть энергии, выделяющуюся при спуске колонны, что облегчает труд бурильщика.

**Механический тормоз** служит для замедления движения и полной остановки барабана лебедки, а также для подачи колонны бурильных труб при бурении скважины.

Высшая и низшая частоты вращения барабана лебедки оперативно включаются осевыми одно-, двух- и трехдисковыми или радиальными шинно-пневматическими муфтами.

Для привода барабана применяются многорядные втулочно-роликовые цепи. Лебедка оборудована катушечным валом, на котором размещены приспособления для свинчивания, развинчивания и раскрепления резьб в замках бурильных труб, а также фрикционная катушка для подтаскивания и подъема грузов до 30000 кН (3 тс).

### **Талевая система буровой установки**

**Талевая (полиспастная) система** служит для уменьшения натяжения рабочей ветви талевого каната по сравнению с

поднимаемым грузом С помощью талевой системы вращательное движение барабана лебедки преобразуется в поступательное движение подвешенного груза (спуск или подъем). Упрощенная схема талевой системы с другими элементами оборудования буровой установки представлена на (рис.5.5).

**Талевая система** состоит из неподвижного кронблока 4, подвижного талевого блока 2, гибкой связи (талевое каната 3, соединяющего неподвижный и подвижный блоки), бурового крюка 1 и штропов (на рисунке не показаны), на которые подвешивают колонну бурильных или обсадных труб, механизма 5 для крепления неподвижного конца талевого каната, допускающего перепуск каната.

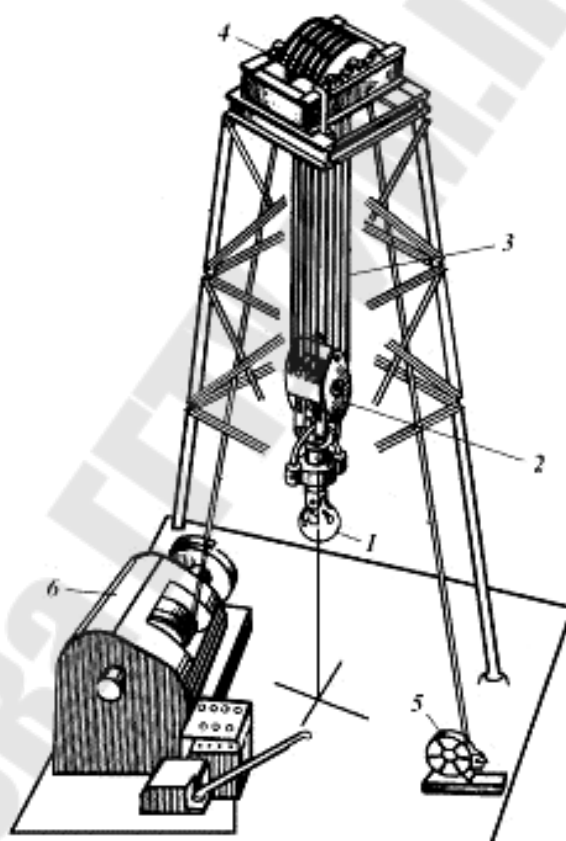


Рис.5.5. Упрощенная схема талевой системы: 1 – буровой крюк; 2 – подвижный талевый блок; 3 – талевый канат; 4 – неподвижный кронблок; 5 – механизм крепления неподвижного конца талевого каната; 6 – буровая лебедка.

В буровых установках для бурения скважин глубиной 1200–3000 м следует применять талевые системы с числом шкивов в талевом блоке и кронблоке  $2 \times 3$  и  $3 \times 4$ ; в установках для глубин 3000–7000 м число шкивов следует выбирать от  $3 \times 4$  до  $6 \times 7$ .

Неподвижный конец каната укрепляют к основанию буровой через специальные устройства. Крепление неподвижного конца каната к основанию буровой вышки с помощью специального устройства обусловлено необходимостью уравновесить горизонтальную составляющую усилия в ведущей ветви, установки на нем датчика измерительной аппаратуры (индикатор веса ГИВ-6), предназначенной для контроля нагрузки на крюке, а также осуществления перепуска талевого каната для уменьшения его износа. При такой системе число шкивов кронблока всегда на один больше, чем в талевом блоке, а количество ветвей в оснастке – четное.

Число и размеры блоков, а также число ветвей каната в талевой системе определяются допустимой нагрузкой на крюке, тяговым усилием лебедки, размерами, прочностью и типом талевого каната. Эти показатели должны быть увязаны между собой.

В талевых системах буровых установок следует применять стальные канаты диаметром от 20 до 42 мм. Талевые системы характеризуются максимальной допускаемой нагрузкой, числом рабочих ветвей и диаметром каната.

Практикой эксплуатации установлено, что целесообразнее уменьшать число шкивов, увеличивать их диаметр, применять более прочные канаты большего диаметра.

**1) Кронблок** является перемещаемой частью талевой системы, монтируется на верхней раме мачты или на подкронблочных балках вышки,

**2) Талевый блок**, являющийся подвижной частью талевой системы, предназначен так же, как и кронблок, для выполнения спуско-подъемных операций и прочих работ, необходимых при бурении скважин.

**3) Подъемный крюк** талевой системы вместе с талевым блоком составляет её подвижную часть.

**4) Крюкоблок** предназначен для ведения спуско-подъемных операций, поддержания на весу колонны бурильных и обсадных труб и бурового инструмента в процессе бурения. Крюкоблок – это талевый блок, жестко или шарнирно соединенный с крюком. В процессе бурения на крюкоблоке через свой одиночный штроп подвешивается вертлюг, а при выполнении спуско-подъемных операций – через пару штропов, установленных на боковых рогах крюкоблока, он соединяется с элеватором.

При эксплуатации крюков и крюкоблоков необходимо систематически, не реже одного раза в месяц, проверять зазор между стопорной планкой и гайкой ствола.

**5) Элеватором** называют присоединяемое к талевой системе устройство, предназначенное для захвата и удержания на весу или на столе ротора колонн бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб в процессе спуско-подъемных операций, при строительстве и ремонте нефтяных и газовых скважин.

При спуске колонны труб в скважину элеватор надевают на свечу, предварительно отделив ее на подсвечнике от общего пакета, и, закрыв затвор на защелку, поднимают по свече. Ролик затвора, перекачиваясь по бурильным трубам, отклоняет корпус от оси свечи, что позволяет свободно проходить через его отверстие муфта-замковым соединениям. Подхваченную свечу, выводят на устье и свинчивают с колонной.

**6) Штропы бурильные** предназначены для подвешивания элеватора на крюке крюкоблока. Они воспринимают всю нагрузку, возникающую при спуске бурильных и обсадных труб, так как являются соединительным звеном между крюком и элеватором.

**7) Пневматический клиновой захват (ПКР)** предназначен для удержания бурильной колонны при спуско-подъемных операциях и обсадных колонн при креплении скважины. Причем клиновые захваты держат колонну непосредственно за цилиндрическую поверхность трубы. Клиновой захват не рассчитан и не может применяться для вращения колонны бурильных труб в процессе бурения.

**8) Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната** в основном состоит из барабана, эксцентрично и неподвижно посаженного на ось, образующую одно целое с рамой механизма. Он обеспечивает крепление неподвижной ветви талевого каната; смену и перепуск талевого каната для оперативного удаления его изношенной части, и необходим для установки датчика веса бурильного инструмента и обсадных труб.

#### **9) Талевый канат**

В талевых системах буровых установок применяют стальные канаты только круглого сечения. Срок службы канатов в одних условиях исчисляется всего несколькими днями, а в других – неделями или месяцами, поэтому вопросы выбора и расчета канатов для обеспечения необходимой их долговечности при различных условиях имеют первостепенное значение.

Под действием циклических нагрузок и перегибов на шкивах и барабане лебедки канат быстро разрушается и изнашивается.

Срок службы проволочного каната определяется следующими факторами: качеством изготовления каната; соответствием конструкции и размеров каната заданным нагрузкам и условиям работы на буровой установке; диаметрами шкивов, барабана лебедки и размерами их канавок; числом слоев навивки на барабан; направлением перегибов при прохождении через шкивы; правильной оснасткой и эксплуатацией каната; качеством смазки каната. По ряду практических и экспериментальных данных установлена зависимость влияния различных конструктивных факторов на срок службы каната.

С увеличением отношения диаметра шкива к диаметру каната и уменьшением напряжения возрастает долговечность каната.

**Согласно правилам Госгортехнадзора талевые канаты считают непригодными к дальнейшей эксплуатации в следующих случаях:**

- одна из прядей оборвана, вдавлена или на канате имеется расслоение проволок в одной или нескольких прядях;
- выдавлен сердечник каната или пряди;
- на канате имеется деформация в виде волнистости, местного увеличения или уменьшения диаметра каната;
- число оборванных проволок на шаге свивки каната диаметром до 20 мм составляет более 5 %, а на канате диаметром свыше 20 мм – более 10 %;
- на канате имеется скрутка, перегиб, залом;
- в результате поверхностного износа, коррозии диаметр каната уменьшился на 7 % и более;
- на нем имеются следы пребывания в условиях высокой температуры (цвета побежалости, окалины) или короткого электрического замыкания (оплавление от электрической дуги).

**10) Автоматический буровой ключ (АКБ-3М)** предназначен для механизации и автоматизации свинчивания с ограничением крутящего момента, и развинчивания бурильных, утяжеленных, обсадных и НКТ (насоса-компрессорных труб) в процессе СПО и бурения скважины. Ключ АКБ-3М устанавливается в буровой между лебедкой и ротором со стороны приводного вала на специальном фундаменте или на вышечно-лебедочном блоке, к которому прикрепляется болтами.



## ТЕМА 6 БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Основное назначение бурильной колонны обеспечить гидравлическую и механическую связь работающего на забое долота и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием. Одновременно бурильная колонна служит инструментом для доставки на глубину буровых и колонковых долот, различных исследовательских приборов и устройств, снарядов и аварийно-ликвидационных приспособлений.

**Бурильная колонна** – связующее звено между буровым оборудованием, расположенным на поверхности, и породоразрушающим инструментом. Она предназначена для передачи вращения долоту (при роторном бурении) и восприятия реактивного крутящего момента (при бурении забойными двигателями), для создания осевой нагрузки на долоте и направления ствола скважины, для подачи на забой бурового раствора, а также для выполнения ряда технологических операций: спуска и подъема долота и забойных двигателей, ликвидации осложнений и аварий в скважине, исследования пластов, установки цементных мостов и др.

В некоторых случаях при проведении специальных работ или исследований в стволе скважины колонна бурильных труб играет роль вспомогательного инструмента, с помощью которого в скважину опускают аппаратуру и различные материалы.

Две главные функции выполняет бурильная колонна в процессе проходки ствола:

- вращает долото и одновременно передает на него осевую нагрузку;
- создает замкнутую циркуляцию агента через забой скважины, обеспечивая очистку ствола от выбуренной породы и привод погрузных гидравлических двигателей.

### 6.1 Состав бурильной колонны

Бурильная колонна (рис.6.1) состоит из ведущей бурильной трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 13. Верхняя часть бурильной колонны, представленная ведущей трубой 4, через переводник 3 соединяется с нижним переводником 2 вертлюга 1

Ведущая бурильная труба присоединяется к первой бурильной трубе 8 с помощью нижнего переводника 5 ведущей трубы,

предохранительного переводника 6 и муфты бурильного замка 7. Бурильные трубы 8 свинчиваются при помощи бурильных замков состоящих из двух деталей (муфты бурильного замка 7 и ниппеля бурильного замка 9), или при помощи соединительных муфт 10.

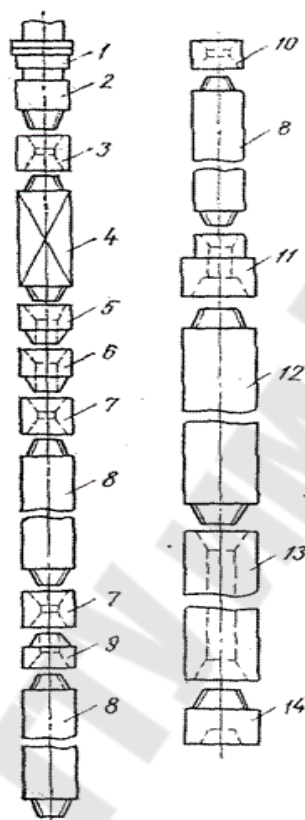


Рис. 6.1. Бурильная колонна

УБТ 12 и 13 непосредственно свинчиваются без применения каких-либо соединительных элементов. Верхняя УБТ присоединяется к бурильной трубе с помощью переводника 11, а нижняя УБТ 13 с помощью переводника 14 присоединяется к долоту (при роторном бурении) или забойному двигателю с долотом (при турбинном бурении).

**При роторном способе бурения** бурильная колонна испытывает целый ряд нагрузок. Когда бурильная колонна не касается забоя скважины и не вращается, она подвержена только растягивающим усилиям, которые достигают максимума у вертлюга.

В процессе бурения скважины верхняя часть бурильной колонны растянута, а нижняя, опирающаяся на забой, сжата. Таким образом, бурильная колонна при бурении одновременно испытывает

напряжения растяжения и сжатия. Кроме напряжений растяжения и сжатия при передаче вращающего момента от ротора к долоту, в бурильной колонне возникают напряжения кручения, которые имеют максимальное значение у устья скважины, а также изгибающие напряжения от действия центробежных сил, увеличивающиеся от устья к забою скважины.

**При бурении скважины с забойным двигателем** условия работы бурильной колонны значительно облегчаются. Она в этом случае не вращается и поэтому испытывает только растягивающие и сжимающие нагрузки, а также реактивный момент забойного двигателя.

Все элементы бурильной колонны постоянно находятся под действием различных по характеру сил:

- осевой растягивающей нагрузки от собственного веса и перепада давления на долоте и в забойном двигателе;
- осевой сжимающей нагрузки от собственного веса;
- усилия, создающего изгибающий момент при вращении колонны;
- усилия, создающего крутящийся момент, необходимый для вращения долота в процессе бурения;
- усилия реактивного момента забойного двигателя;
- силы от действия гидравлического давления бурового раствора в осевом и радиальном направлениях;
- сил трения о стенки скважины и обсадной колонны;
- осевых нагрузок, возникающих при затяжках и посадках бурильной колонны;
- инерционных сил при спускоподъемных операциях; изгибающих усилий в интервалах искривления ствола скважины;
- усилий от продольных, поперечных и крутильных колебаний из-за неуравновешенности вращающейся бурильной колонны, неустойчивости работы забойного двигателя и неоднородности разбуриваемых пород.

Характер действующих на бурильную колонну сил переменный как по длине, так и во времени.

**Ведущая бурильная труба, обычно квадратного (тип К) или шестигранного (тип Ш) сечения (рис.6.2) служит для передачи вращения от ротора к бурильной колонне. Она фиксируется в отверстии ротора квадратными клиньями – вкладышами и вращается**

совместно со столом ротора, с возможностью одновременного перемещения в осевом направлении по мере углубления забоя скважины.

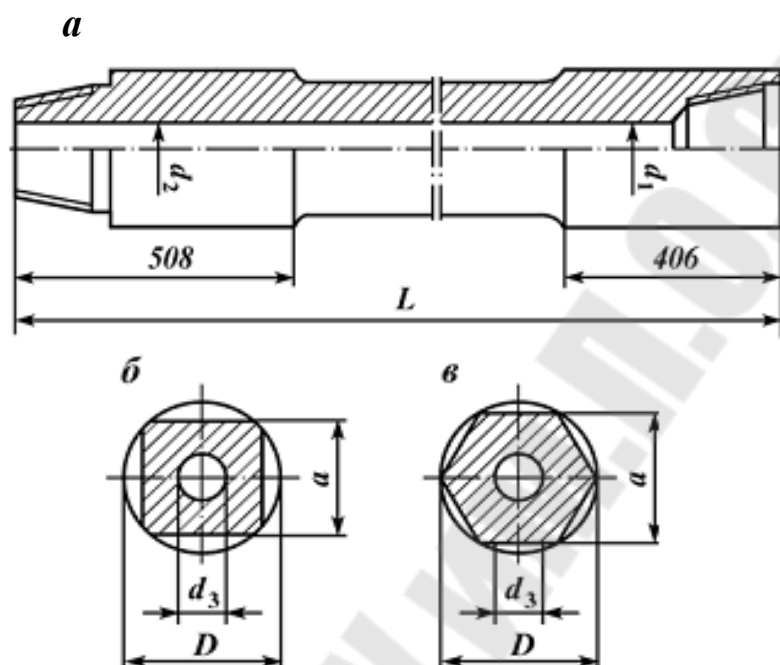


Рис.6.2. Ведущая бурильная труба (ВБТ): а – общий вид; б – сечение ВБТ типа К; в – сечение ВБТ типа Ш.

Заводами выпускаются ведущие бурильные трубы:

а) – Тип К – со сторонами квадратного сечения «а»: 63, 76, 89, 108, 133 и с диаметром внутреннего канала соответственно: 32, 44, 57, 71, 80 мм. Длина ведущей трубы 12-16,5 м, материал - сталь марки 45ХГМА;

б) – Тип Ш: с размером «а»: 89, 108, 133, 152 и с диаметром внутреннего канала соответственно: 44, 57, 80 мм.

**Промышленность выпускает бурильные трубы** диаметром от 60 до 168 мм длиной 6; 8; 11,5-12,5 м из стали групп прочности: Д, К, Е, L, М.

Стальные бурильные трубы изготавливаются следующих конструкций:

- с высаженными внутрь и наружу концами (типов В и Н ГОСТ 631-75) и навинченными замками по трубной конической резьбе треугольного профиля (рис.6.3, а);

- с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (типов ВК и НК ГОСТ 631-75) и

навинченными замками по трубной конической резьбе трапецеидального профиля (рис.6.3 б);

- с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу), внутренней и наружной высадкой (типы ПК, ПВ и ПН) и приваренными по высадке замками типа ЗП (рис.6.3,в,г,д).

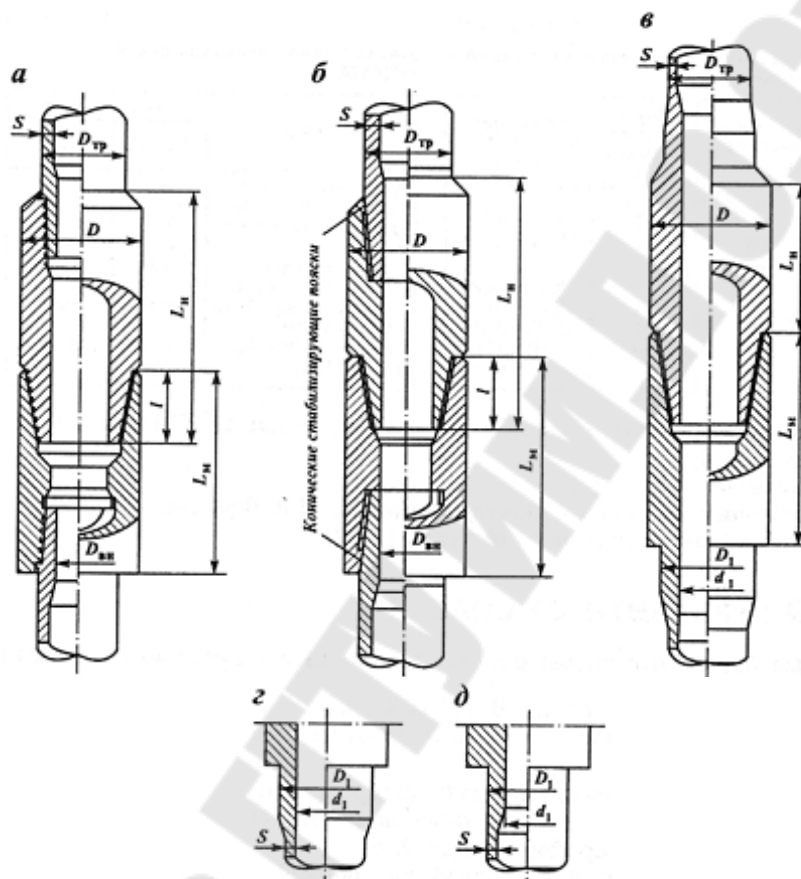


Рис.6.3. Современные конструкции буровых труб: а – типа В; б – типа ВК; в – типа ПК; г – типа ПН; д – типа ПВ

Буровые трубы многократно соединяются в буровую колонну по мере проводки ствола скважины, так как необходимо периодически заменять износившееся долото на новое и выполнять другие работы в скважине, требующие спускоподъемных операций с буровой колонной. Крупная замковая резьба со значительной конусностью позволяет быстро за несколько оборотов свинчивать и развинчивать трубы, при этом герметичность обеспечивается напряженным контактом торцевых поверхностей замков. Для соединения буровых труб в буровую колонну используют замки трех типов, изготавливаемые из стали 40ХН:

- ЗШ с диаметром канала, близкого к диаметру канала бурильных труб с высаженными внутрь концами;
- ЗН с диаметром канала существенно меньшим диаметра канала труб;
- ЗУ с увеличенным диаметром канала;
- ЗП – приварные к телу трубы по высадке.

Замки типов ЗУ и ЗП рекомендуются для компоновок турбинного бурения, так как не создают значительных местных гидравлических сопротивлений потоку промывочного агента.

Для проводки стволов нефтегазовых скважин чаще всего используют бурильные трубы диаметром 73, 89, 114, 127, 146 и 168 мм. Их соединяют по две-три штуки в свечи, которые устанавливают вертикально внутри вышки на специальный подсвечник и тем самым значительно ускоряют и облегчают выполнение спускоподъемных операций (СПО).

При больших глубинах скважин нагрузки на вышку и талевую систему буровой установки во время спускоподъемных операций могут достигать недопустимых значений за счет силы тяжести бурильной колонны.

В связи с этим вместо стальных труб в ряде случаев при турбинном бурении используют бурильные трубы из прочных алюминиевых сплавов, которые позволяют, при прочих равных условиях, снизить эти нагрузки по меньшей мере в 2 раза.

**Промышленность выпускает легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) диаметром от 73 до 147 мм из следующих алюминиевых сплавов: Д16Т (наиболее распространенные); 1953 Т1 (высокопрочные, коррозионно-стойкие); АК-4 1Т1 (термостойкие).**

Конструкции легкосплавных труб представлены на (рис.6.4).

**Важным элементом бурильной колонны являются утяжеленные бурильные трубы (УБТ), одна из главных функций которых - создавать осевую нагрузку на долото и повышать жесткость бурильной колонны, не допуская ее критического изгиба.**

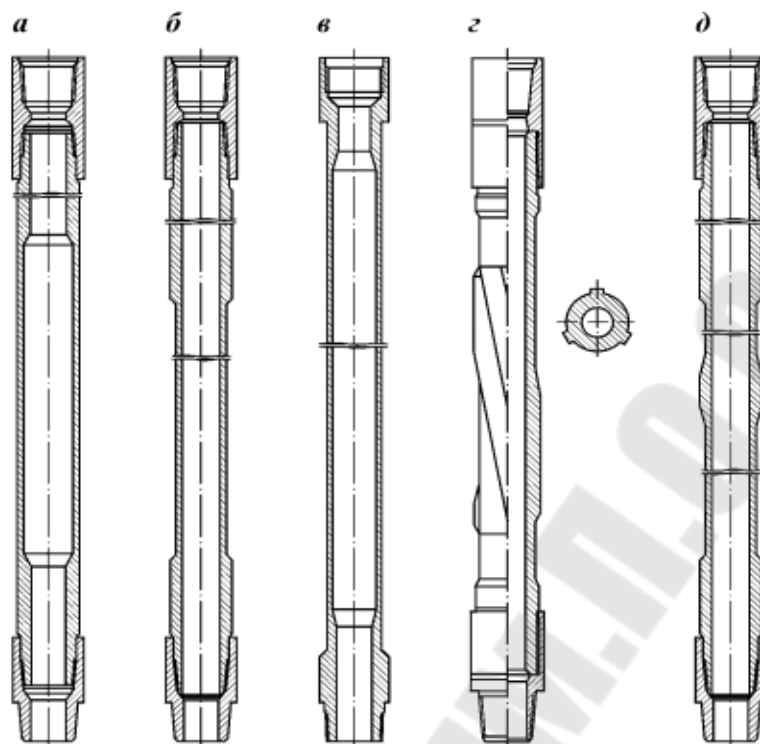


Рис.6.4. Конструкции легкосплавных бурильных труб: а – типа ТБ; б – типа ТБН; в – типа АБТбз; г – типа ТБУ; д – типа ТБУП

УБТ устанавливают непосредственно над долотом или погружным забойным двигателем. Трубы массивные за счет большой толщины стальной стенки (толщина стенок УБТ в несколько раз больше толщины стенок обычных бурильных труб). УБТ горячекатаные изготавливают из стали группы прочности Д, а остальные, – более сложной конструкции – из легированных сталей: 38ХНЗМФА; 40ХН2МА; 45ХГМА с последующей механической и термообработкой.

Конструкции утяжеленных бурильных труб представлены на (рис.6.5 – 6.7).

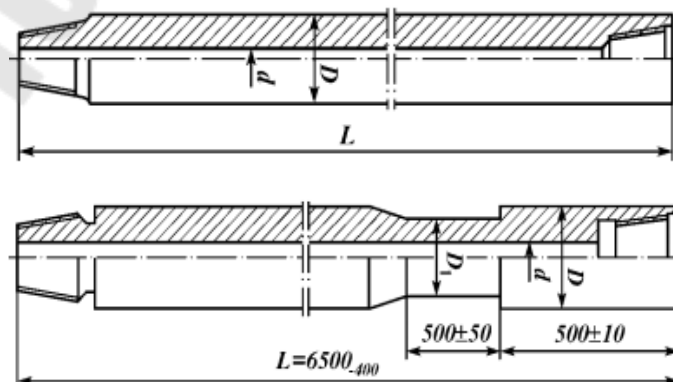


Рис.6.5. Конструкции гладких утяжеленных бурильных труб

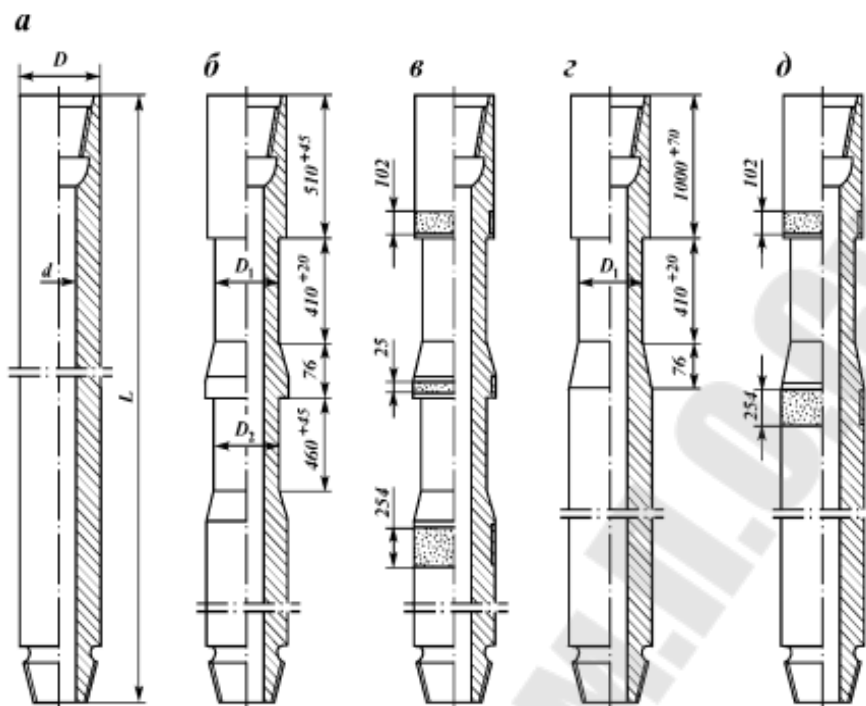


Рис.6.6. Утяжеленные бурильные трубы круглого сечения: а – типа А; б – типа Б; в – типа Б/1; г – типа Л; д – типа Л/1

Для повышения износостойкости в некоторых конструкциях УБТ на утолщенных участках наплавляются твердым сплавом защитные «пояски».

С целью снижения гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве в некоторых конструкциях на гладких сбалансированных УБТС нарезаются спиральные канавки глубиной 5,5 – 12 мм (рис.6.7).

При бурении наклонно направленных скважин с целью обеспечения измерения параметров кривизны без подъема инструмента с забоя скважины применяются немагнитные УБТ.

При бурении сложных интервалов залегания неустойчивых горных пород, где возможны осыпи, обвалы, прихваты инструмента и другие осложнения целесообразно применять УБТ квадратного сечения (рис.6.8).

Необходимым элементом в состав бурильной колонны входят различные переводники, предназначенные для соединения ведущей трубы с вертлюгом и бурильными трубами, бурильных труб с УБТ, УБТ с турбобуром или долотом и т.д., т.е. – для соединения элементов бурильной колонны с разными резьбами.



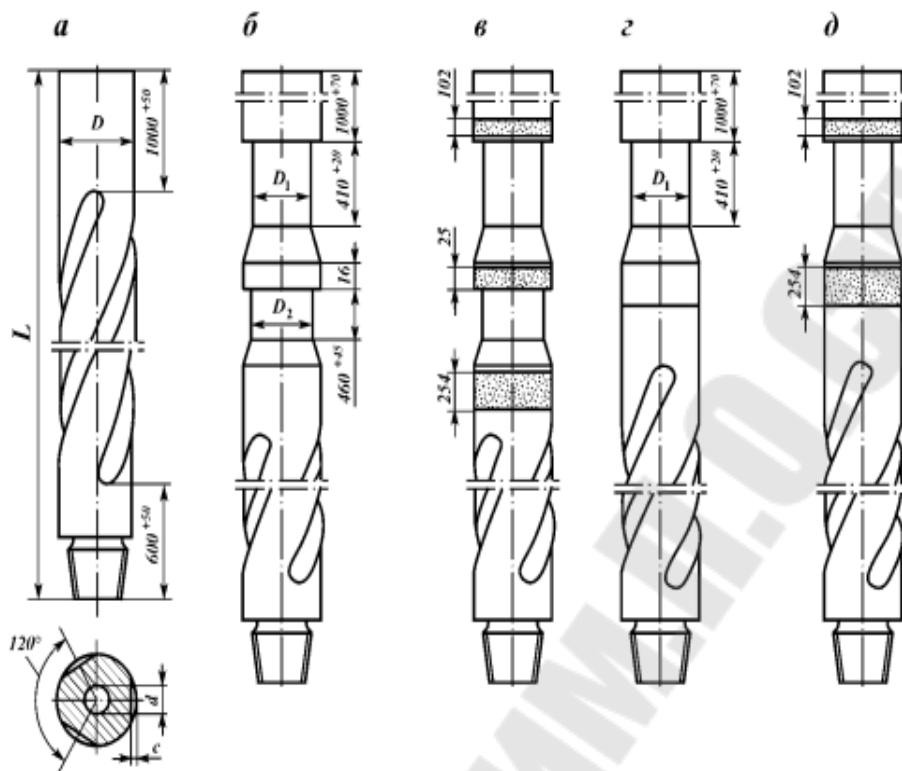


Рис.6.7. Утяжеленные бурильные трубы со спиральными канавками (лысками) а – типа Е; б – типа ЕН; в – типа ЕН/1; г – типа ЕЛ; д – типа ЕЛ/1

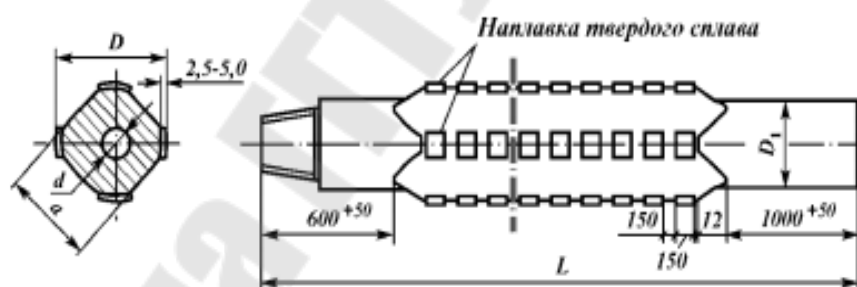


Рис.6.8. Конструкция УБТ квадратного сечения с наплавкой граней твердым сплавом

Целую группу элементов бурильной колонны, входящих в компоновку низа бурильной колонны (КНБК), составляют ее **опорно-центрирующие инструменты** (калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители), устанавливаемые с целью обеспечения проводки скважины с заданными параметрами по эффективному диаметру и пространственному положению.

Дополнительными элементами, включаемыми в состав КНБК, могут быть маховики, удлинители, кривые переводники и уипстоки,

также предназначенные для управления кривизной скважины при роторном бурении и с использованием забойных двигателей.

**Калибратор** устанавливается непосредственно над долотом и предназначен для калибрования стенок ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а также – центрирования и улучшения условий работы долота, КНБК, в том числе забойного двигателя. Калибраторы в зависимости от конструктивных особенностей могут быть лопастными и шарошечными. Диаметр калибратора соответствует номинальному диаметру долота, а длина его опорных поверхностей составляет

**Центраторы** устанавливаются в колонне бурильных труб или на корпусе забойного двигателя и предназначены в зависимости от места установки для центрирования, стабилизации или изменения траектории ствола скважины. Центраторы могут быть с прямыми и спиральными лопастями.

**Стабилизаторы** устанавливаются в КНБК над калибратором и предназначены для стабилизации пространственного положения ствола скважины. В качестве стабилизаторов могут использоваться и центраторы. Число одновременно используемых стабилизаторов может достигать до трех.

**Маховик** представляет собой отрезок УБТ длиной 1,5 – 2,5 м и, как центр сосредоточенной массы, устанавливается над долотом и соединяется с валом забойного двигателя, уменьшая за счет инерционных сил неравномерность его работы и создавая дополнительную осевую нагрузку на долото вместе с весом вращающихся частей забойного двигателя.

**Удлинитель** представляет собой отрезок утяжеленной бурильной трубы длиной 1,2 – 1,5 м, устанавливаемый между долотом и калибратором (центратором) с целью удаления нижней опорной точки КНБК от забоя для необходимого управления (снижения или набора) интенсивности искривления ствола скважины.

**Расширитель** представляет собой устройство лопастного или шарошечного типа предназначенное для одновременного или последующего расширения пилотного (первоначально пробуренного в данном интервале) ствола скважины от номинального диаметра до необходимого (исходя из технологической необходимости) диаметра. Расширители имеют в своей нижней части пилотный центратор для попадания и центрирования расширителя в пилотном стволе, а в верхней части – непосредственно расширяющее устройство и

присоединительную резьбу для соединения с бурильной колонной. Расширители могут быть фиксированного диаметра расширения и раздвижными – гидромеханического действия.

**Кривой переводник** представляет собой переводник постоянного диаметра с технологически необходимым перекосом осей присоединительных резьб своего корпуса и устанавливается над забойным двигателем или между секциями забойного двигателя с целью достижения необходимой интенсивности искривления ствола скважины при наклонно направленном бурении скважин с использованием забойных двигателей

**Уипсток** (wipstoke) – это клин-отклонитель длиной 8– 10 м с плоской или желобообразной рабочей поверхностью, имеющей необходимое ( $3 - 5^\circ$ ) отклонение от оси присоединительной резьбы клина, устанавливаемый в составе КНБК на опорный цементный мост в стволе скважины и предназначенный для направления ствола наклонной скважины по измененной траектории.

Конструктивные особенности переводников и опорно-центрирующих устройств представлены на (рис.5.10 – 5.13), а расширителей (рис.6.9 – 6.13).

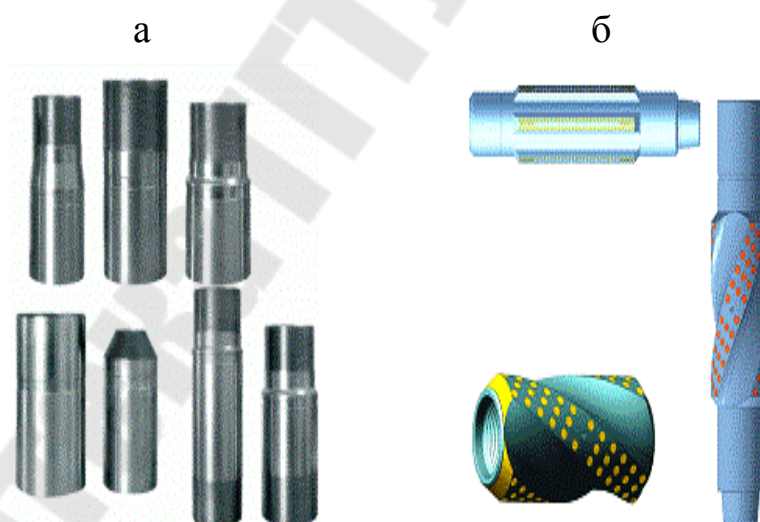


Рис.6.9. Общий вид переводников и опорно-центрирующих устройств; а – переводники ; б) – центраторы и калибраторы.

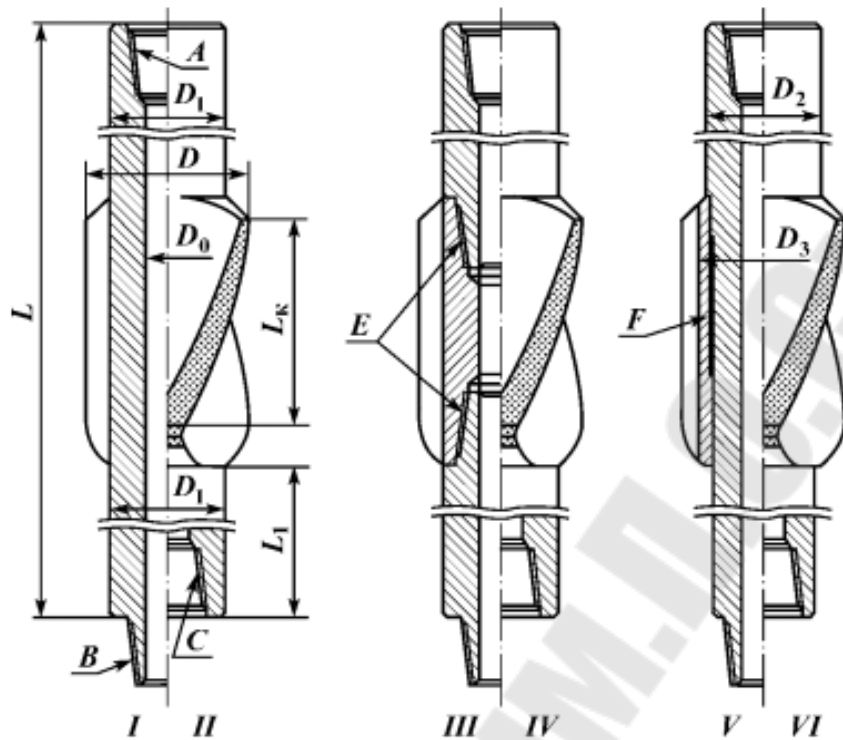


Рис.6.10. Калибраторы спиральные колонные и наддолотные конструкции ОАО «Буровая техника»

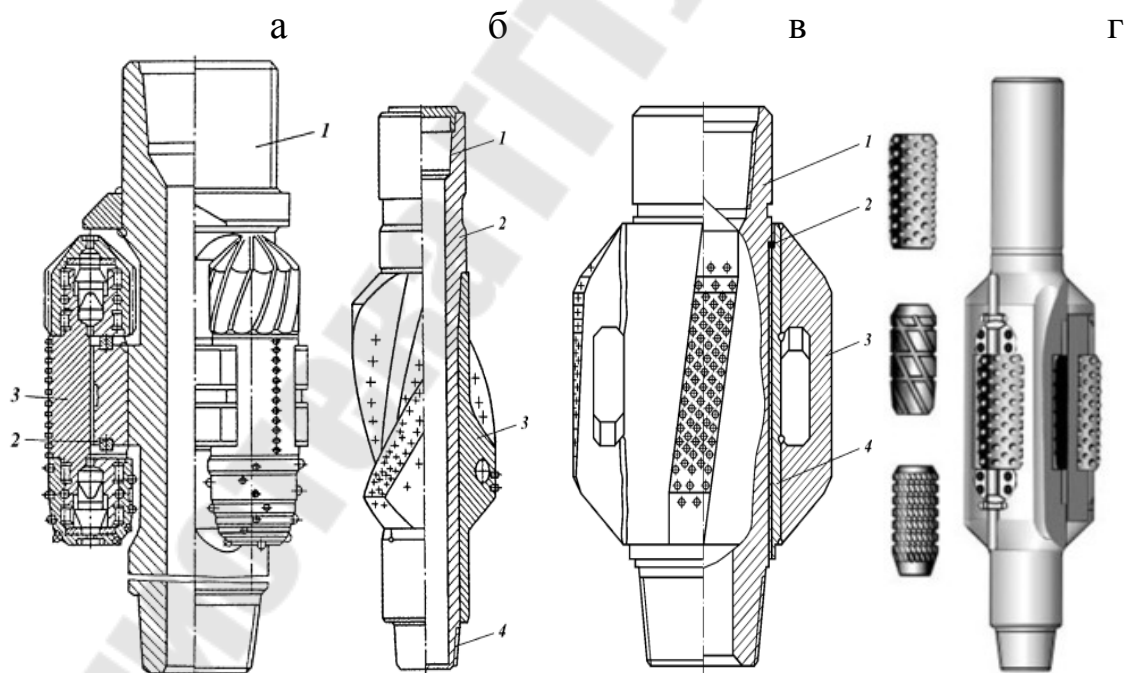


Рис.6.11. Конструкции опорно-центрирующих устройств: а – калибратор шарошечный типа КШУ; б – калибратор со сменными спиральными лопастями типа 8 КС; в – калибратор – центратор с прямыми лопастями типа КЦЛ; г – стабилизатор со сменными шарошками

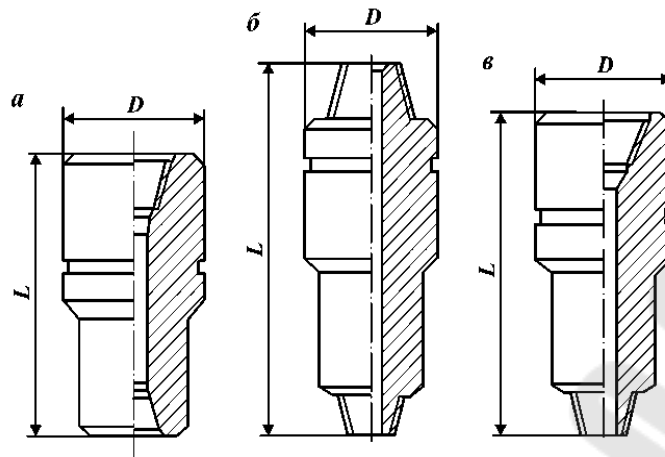


Рис.6.12. Конструкции переводников: а – муфтовый; б – nippleный; в – переходный.

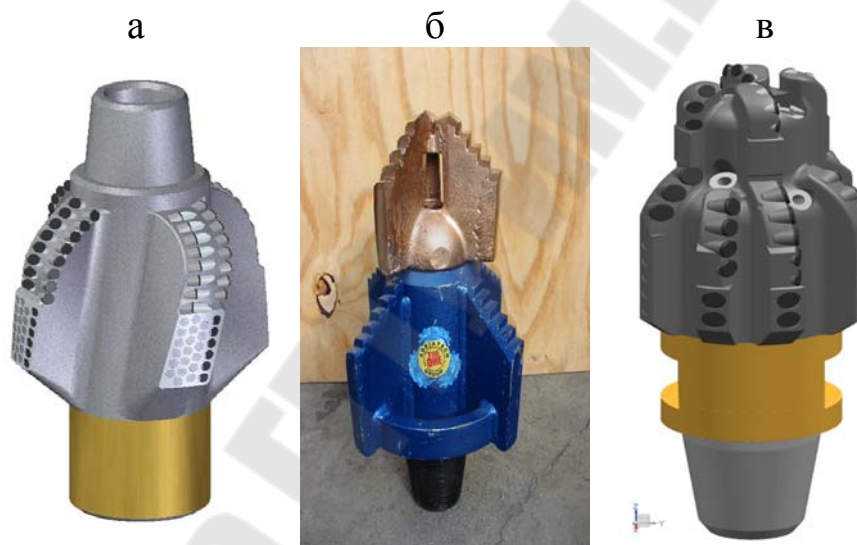


Рис.6.13. Лопастные расширители постоянного диаметра расширения: а – с вооружением типа PDC; б – ступенчатый с наплавкой лопастей твердым сплавом; в – бицентричное лопастное долото-расширитель.

## ТЕМА 7 БУРОВЫЕ ДОЛОТА И КЕРНООТБОРНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Главная функция буровых долот - разрушать горную породу на забое скважины и способствовать его очистке от осколков выбуренной породы (бурового шлама).

Многообразие технических характеристик буровых долот обеспечивает проводку скважины практически любого целесообразного диаметра в любых достижимых горных породах как осадочного, так и магматического происхождения.

Буровые долота классифицируются следующим образом:

**1) По принципу действия:**

а) режуще-скалывающие (двух- и трехлопастные долота), применяемые для разрушения вязких и пластичных горных пород (глин);

б) дробяще-скалывающие (шарошечные долота), применяемые для разрушения большинства горных пород. Для целей бурения скважин промышленностью выпускается до 25 типоразмеров шарошечных долот - диаметром от 46 до 490 мм;

в) режуще-истирающие (алмазные долота и долота типа ИСМ), применяемые для разрушения твердых абразивных пород.

**2) По назначению:**

а) долота для проходки ствола скважины сплошным забоем;

б) долота для проходки ствола скважины кольцевым забоем (так называемые колонковые долота или бурильные головки), которые выполняют дополнительную функцию – обеспечивают отбор глубинных образцов (кернов) разбуриваемых пород.

**3) По типу промывки:**

а) долота с центральной промывкой;

б) долота с боковой (гидромониторной) промывкой.

**4) По типу опор шарошек:**

а) долота с открытой (негерметизированной) опорой;

б) долота с герметизированной маслonaполненной опорой.

**5) По количеству шарошек – долота сплошного бурения и бурильные головки:**

а) одношарошечные;

б) двухшарошечные;

в) трехшарошечные (наиболее распространенные);

г) многошарошечные (4-х; 5-ти; 6-ти шарошечные);

**6) По типу вооружения:**

а) с фрезерованным вооружением;

б) с вооружением, выполненным вставными твердосплавными карбид-вольфрамовыми зубками;

в) с алмазным вооружением (в том числе со вставками PDC и типа ИСМ);

**7) По наличию смещения шарошек:**

а) со смещением шарошек в плане (для мягких горных пород);

б) без смещения (для твердых и крепких горных пород);

**8) По типу разбуриваемых горных пород:**

а) на 8 основных типов – для разбуривания: от мягких до очень крепких горных пород;

б) дополнительно для горных пород повышенной абразивности – долота, оснащенные твердосплавными карбид-вольфрамовыми зубками.

Для проходки стволов скважин в породах с различными физико-механическими свойствами промышленность выпускает шарошечные долота различных типов, основные из которых (по классификации ВНИИБТ) следующие:

«М» – для разрушения мягких, нецементированных пород (глины, мягкие известняки, пески);

«МС» – для разрушения мягких и средних по твердости неабразивных пород (мел, каменная соль, глинистые сланцы);

«С» – для разрушения пластичных и хрупкопластичных неабразивных пород средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки);

«СТ» – для разрушения хрупкопластичных пород средней твердости с пропластками твердых пород (песчаники, ангидриды, гипс);

«Т» – для разрушения твердых пород (доломиты, твердые известняки);

«ТК» – для разрушения твердых пород с крепкими пропластками (мелкокристаллические известняки и доломиты);

«К» – для разрушения крепких пород (мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты);

«ОК» – для разрушения очень крепких пород (граниты, кварциты, диабазы).

Кроме указанных основных типов долот, выпускаются шарошечные долота промежуточных типов: МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, ОК.

При этом буква «З» в обозначении типа долота обозначает, что вооружение шарошки долота выполнено из вставных твердосплавных карбид-вольфрамовых зубков и оно предназначено для разбуривания горных пород указанной твердости, но повышенной абразивности.

Вооружение (фрезерованное и зубковое) шарошек долот различных типов представлено на рисунках (рис.7.1 – 7.2).



Рис.7.1. Фрезерованное вооружение шарошек долот типов М; МС; С и Т



Рис.7.2. Зубковое вооружение шарошек долот типов МЗ; МСЗ; СЗ; ТКЗ; ТЗ; К и ОК



Общая схема классификации шарошечных долот представлена на рисунке 7.3.



Рис.7.3. Общая схема классификации шарошечных долот

### 7.1 Конструктивные особенности буровых долот

**Конструктивные особенности лопастных долот режущего действия** представлены на (рис.7.4).

Особенностью конструкции лопастных буровых долот (рис.7.4) является то, что они имеют чаше- или сферообразный литой корпус, в верхней части которого выполнена внутренняя (у чашеобразных корпусов) или наружная (у сферообразных корпусов) замковая присоединительная резьба для соединения с приводом долота.

К наружной поверхности корпусов приварены две или три лопасти с наплавленным или напаянным твердосплавным торцовым и плоскостным вооружением, обеспечивающим внедрение и разрушение горной породы всеми лопастями.

Для обеспечения промывки скважины и выноса осколков разрушенной горной породы (бурового шлама) в нижней (сферической) части корпусов выполнены промывочные каналы,

которые могут быть открытыми или – с целью повышения эффективности очистки забоя и межлопастного пространства долота – оснащены специальными гидромониторными насадками.

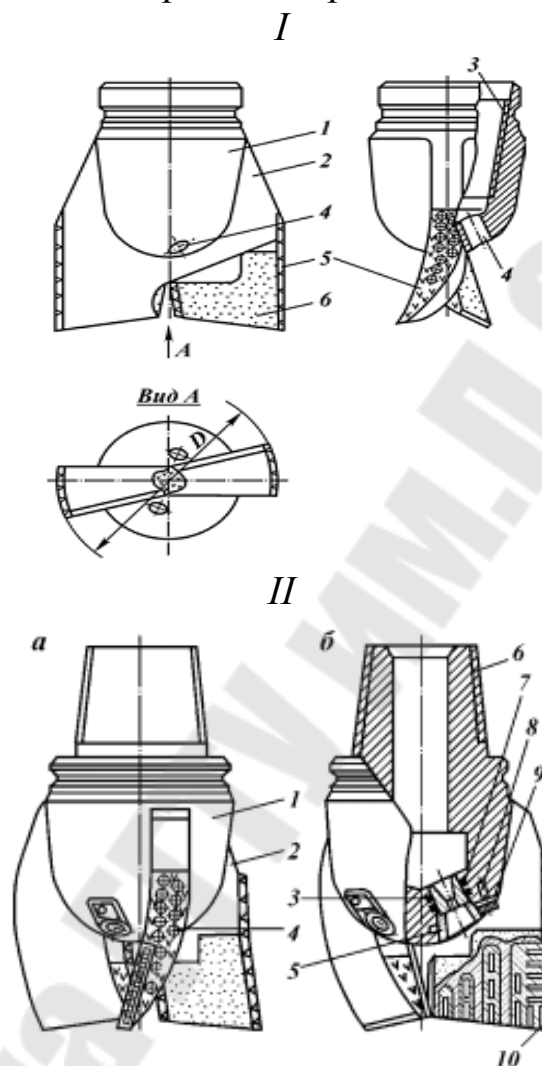


Рис.7.4. Конструкции лопастных буровых долот режущего действия: 1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – промывочная насадка; 4 – промывочный канал; I – двухлопастное типа 2Л (РХ), с открытым промывочным каналом без гидромониторных насадок; II – трехлопастное типа 3Л, с гидромониторными насадками

### Конструктивные особенности шарошечных долот

Основной объем бурения (до 90%) современных глубоких скважин осуществляют шарошечными долотами (рис.7.5), так как они наиболее универсальны и могут использоваться в разнообразных геологических условиях.

Горные породы эффективно разрушаются главным образом за счет динамического воздействия на забой скважины вооружения долота (т.е. непосредственно породоразрушающих элементов).

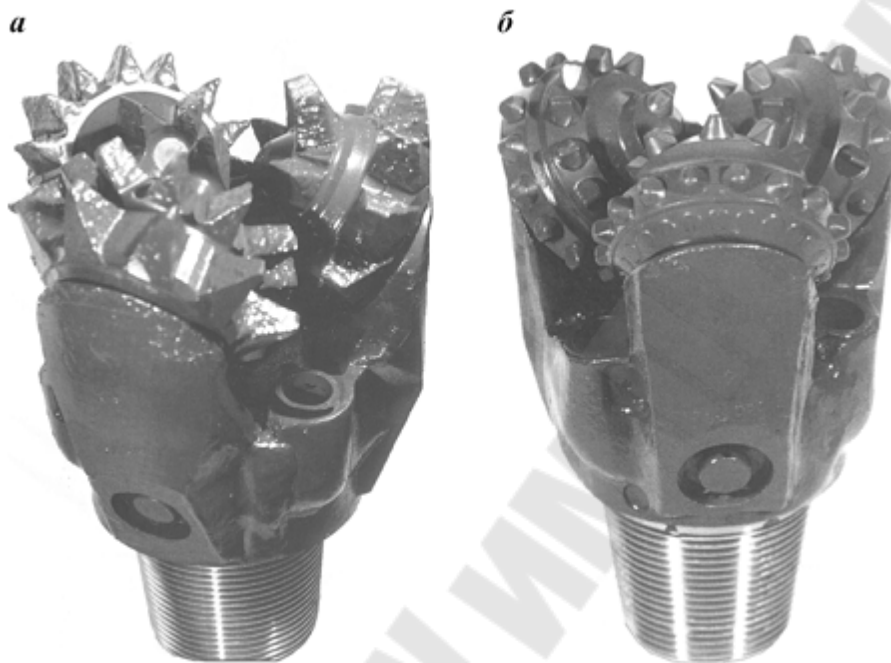


Рис.7.5. Общий вид трехшарошечных долот с боковой гидромониторной промывкой: а) с фрезерованным вооружением шарошек; б) с твердосплавным карбид-вольфрамовым вооружением шарошек

**Вооружение шарошечных долот** – представлено фрезерованными зубьями или твердосплавными штырями (зубками), равномерно распределенными по наружным поверхностям конусов многоконусных шарошек, установленных на цапфах лап долот. Геометрическое место размещения фрезерованных зубьев или зубков концентрично на конусных поверхностях шарошки называется рядом или венцом – (внутренним или наружным). Наружные венцы вооружения дополнительно калибруют ствол скважины. Шарошка, у которой зуб вооружения размещен на ее вершине и находится в непосредственной близости от оси долота, считается первой, а нумерация остальных шарошек – осуществляется в направлении «по часовой стрелке» от первой шарошки.

Шарошечное долото представляет сложный механизм. В зависимости от размеров шарошечное долото изготавливают секционным или цельнокорпусным. Несмотря на большое разнообразие (до 25 типоразмеров шарошечных долот - диаметром от

46 до 490 мм) конструктивно шарошечные долота выполнены однотипно.

Основными элементами всех шарошечных долот являются:

1) корпус долота (литой – у корпусных долот и сваренный из двух-трех отдельных секций «лап» – у секционных);

2) присоединительная замковая коническая резьба в верхней части корпуса (муфтовая – у корпусных долот и ниппельная – у секционных) для присоединения к колонне бурильных труб или к валу погружного забойного двигателя;

3) лапа долота (фрезерованная или чаще – штампованная) стальная заготовка, имеющая в своей нижней части цилиндрический выступ, называемый цапфой, для последующей (после механической обработки на токарном станке) установки на ней шарошки с комплектом опоры; верхние части лапы (после соответствующей механической обработки и оснащения цапфы шарошкой с опорой) или привариваются по отдельности к литому корпусу – у корпусных долот или собираются вместе в специальном приспособлении-кондукторе и свариваются между собой, образуя корпус, – у секционных долот;

4) промывочные устройства (открытые каналы – отверстия или узлы, оснащенные гидромониторными насадками), сформированные в корпусе и в боковых приливах лап долота – для направления потока (струй) промывочного агента на забой скважины;

5) опора долота (открытая или герметизированная, маслonaполненная), т.е. комплект подшипников качения и скольжения, размещенных на цапфе каждой лапы долота и обеспечивающих свободное вращение вокруг оси цапфы установленной на цапфе шарошки;

6) шарошка (многоконусный элемент конструкции долота, установленный на цапфе каждой лапы долота и свободно вращающийся вокруг оси цапфы на своих опорах (всего в долоте – в зависимости от количества лап – одна, две, три и т.д. шарошек);

7) вооружение (фрезерованное или зубковое) шарошек долота;

8) компенсационный узел долот с герметизированными маслonaполненными опорами, обеспечивающий принудительную подачу смазки к опорам долота по имеющимся в лапах каналах.

Промывочные устройства - это каналы (отверстия), выходящие из полости корпуса долота наружу и направленные вниз, оснащенные, как правило, сужающимися гидромониторными насадками

(гидромониторные долота) для ускорения потока промывочного агента, направленного на забой скважины (рис.7.6).

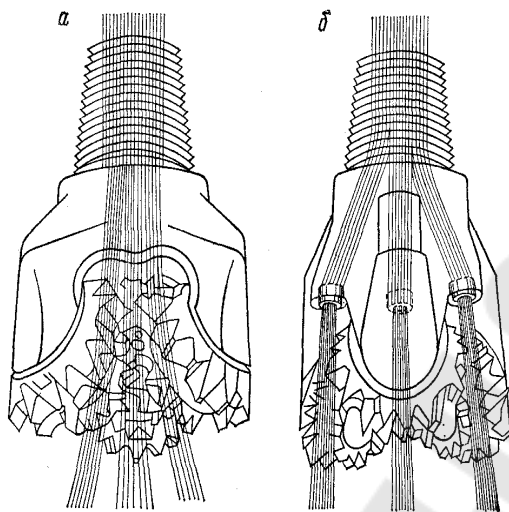


Рис.7.6. Распределение потоков промывочной жидкости у долот: а) с центральной промывкой; б) с боковой гидромониторной промывкой

Гидромониторные насадки позволяют за счет сжатия потока промывочной жидкости и сконцентрированной энергии струи сделать очистку забоя от осколков породы (бурового шлама) более совершенной (мгновенной), а в мягких породах – дополнительно разрушать породу на забое скважины.

Промывочные устройства шарошечных долот, направляющие жидкость на забой скважины между шарошками или по центру, могут иметь различные форму, расположение или количество в зависимости от назначения, типа и размера долота. Наибольшее распространение получили промывочные каналы двух типов:

- с одним отверстием (каналом), расположенным в центре, – в долотах диаметром до 161мм; с центральным и боковыми каналами в каждой лапе в долотах диаметром свыше 161мм.

При центральной промывке забоя лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек, шлам беспрепятственно выносится в наддолотную зону. Однако при высокой скорости углубления 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 значений 5 – 15 МПа), т.е. в 10 раз выше.

Работают долота следующим образом. Под действием осевой нагрузки, создаваемой силой тяжести части бурильной колонны, породоразрушающие элементы (лезвия – у лопастных долот, зубья у шарошечных долот, или кристаллы алмазов у алмазных долот) внедряются частично в горную породу на забое и за счет вращательного движения в горизонтальной плоскости скалывают или срезают частицы породы, которые мгновенно подхватываются постоянно циркулирующим промывочным агентом и транспортируются вверх на дневную поверхность по кольцевому затрубному пространству, образованному стенкой скважины и наружной поверхностью бурильных труб.

Зачастую опора шарошечного долота определяет ресурс его рабочего времени и, следовательно, продолжительность одного долбления. Долота малых размеров в большинстве случаев выходят из строя вследствие износа опор. Поэтому продолжительность безаварийной работы долота во многом зависит от стойкости опорных элементов шарошки.

Для повышения долговечности и проходки на долото созданы конструкции долот с герметизированной опорой, заполняемой во время сборки долота консистентной смазкой. Наиболее перспективным следует считать создание шарошечных долот с лубрикаторами, обеспечивающими подвод смазки к опорам шарошек в течение всего времени работы долота на забое.

На рис.7.7 показаны три схемы герметизации опор долота. Для нормальной работы уплотнения опоры снабжаются компенсирующими устройствами, выравнивающими перепад давления при спуске долота в скважину. Для этого лапа долота снабжается компенсатором в виде поршневого лубрикатора 1 (см. рис.7.7, а), фетрового фильтра 3 (см. рис.7.7, б) или эластичной диафрагмы 4 (см. рис.7.7, в). Смазка в лапах долота изолируется от внешней среды разделителем, к поверхности которого имеется доступ промывочной жидкости. По мере увеличения перепада давления за счет разности давлений на разделителе и опоре смазка постепенно выдавливается наружу. Уплотнительная манжета 2 должна герметизировать опору со стороны торца шарошки и снижать до минимума расход смазки через зазоры между манжетой и шарошкой.

Опыт бурения показал, что наилучшую компенсацию обеспечивает конструкция, не имеющая подвижных элементов, способных заклиниваться при перемещении (см. рис.7.7, в).

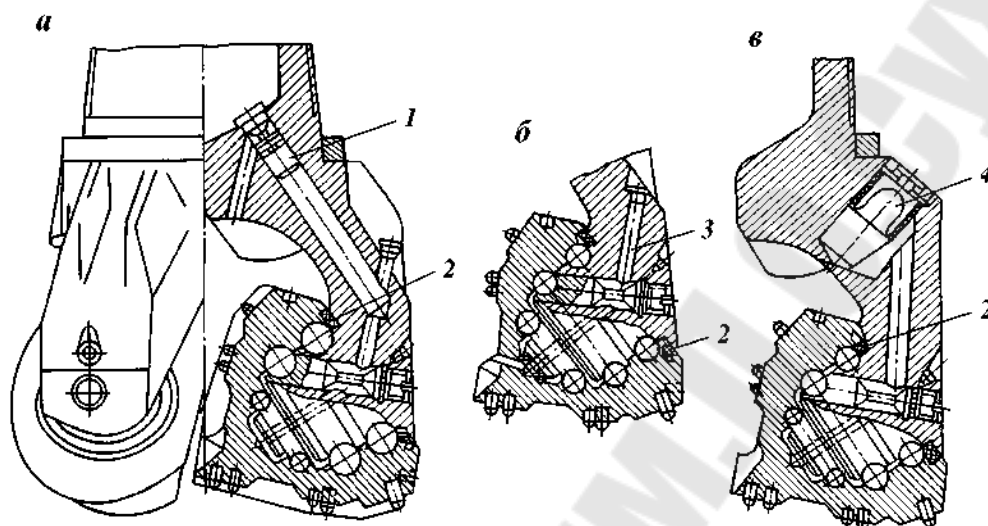


Рис.7.7. Долота с герметизированными маслonaполненными опорами

Для бурения пород различной твердости изготавливают трехшарошечные долота двух типов:

- 1) со смещенными осями цапф лап относительно оси долота;
- 2) без смещения осей цапф лап относительно оси долота.

Буровые долота со смещенными осями цапф лап относительно оси долота, кроме дробящего действия, производят скалывание породы за счет проскальзывания зубьев или штырей шарошек относительно забоя. Оси вращения шарошек могут быть смещены по направлению вращения сод долота или против него для увеличения скольжения. На рис.7.8, а – показано положительное смещение; на рис.7.8, б – отрицательное. Значения смещения  $k$  и угла разворота выбирают в зависимости от типа и размера долота.

Буровые долота дробящего (ударного) действия типов СТ, Т, ТК и К изготавливаются без смещения осей цапф лап относительно оси долота.

Зубья (зубцы) шарошек изготавливают либо непосредственно на теле шарошки путем их фрезерования или накаткой, либо отдельно из твердых сплавов с последующей запрессовкой в специальных гнездах шарошки. Шарошки долот типов М, МС, С, СТ и Т имеют фрезерованные или накатанные зубья, высота и расстояние между которыми уменьшаются, а угол при вершине увеличивается от долот

типа М к долотам типа Т. Зубья на шарошках расположены обычно концентрическими венцами, число которых увеличивается от типа М до типа Т.

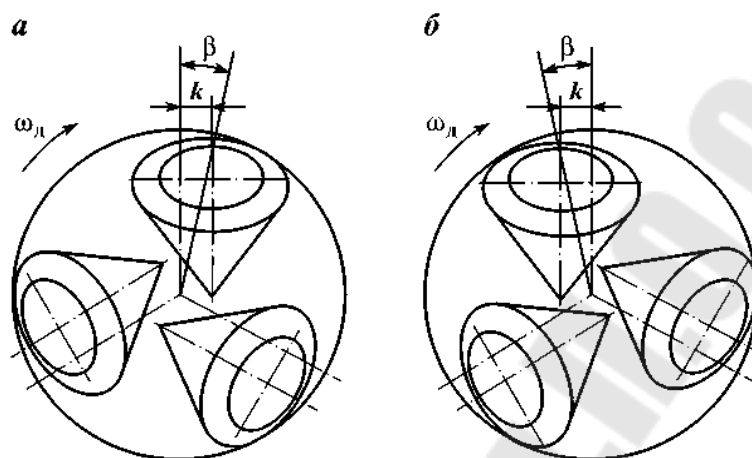


Рис.7.8. Схемы смещений осей шарошек в плане

Шарошки долот типа ТК имеют на внутренних венцах фрезерованные или накатанные призматические зубья, а на периферийных сферические зубья из твердого сплава.

Шарошки долот типов К и ОК имеют на всех венцах сферические зубья из твердого сплава.

Шарошки типов МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ и ТКЗ предназначены для разрушения абразивных пород, поэтому оснащены запрессованными в них твердосплавными клиновидными зубьями. Число венцов и зубьев увеличивается от типа МЗ к типу ТКЗ.

Механическая скорость проходки ствола скважины (интенсивность разрушения породы на забое) зависит как от типа используемого долота, так и от так называемых режимных параметров бурения, которые включают осевую нагрузку на долото, скорость его вращения, интенсивность циркуляции (подача или расход промывочного агента буровых насосов), обеспечивающей достаточную очистку забоя от выбуренной породы.

#### **Алмазные долота**

Применение алмазных долот обеспечивает высокие скорости бурения, снижение кривизны скважины. Отсутствие опор качения и высокая износостойкость алмазов повышают срок их службы до 200-300 часов непрерывного бурения. Благодаря этому значительно сокращается количество спуско-подъемных операций. Одним



алмазным долотом можно пробурить столько же – сколько 15-20 шарошечными долотами.

Алмазные долота, применяемые для бурения скважин сплошным забоем, представляют (рис.7.9) собой цельный стальной корпус 2 с присоединительной конической резьбой, к которому прикрепляется фасонная алмазонасущая головка-матрица 1. По характеру закрепления и размещения алмазов в матрице различают долота одно-, многослойные и импрегнированные (с объемным размещением мелких алмазов в теле матрицы).

По форме торца алмазные долота разделяются на плоские, выпуклые, вогнутые, выпукло-вогнутые, выпукло-конусные, двоякоконусные, ступенчато-конусные, комбинированные.

Современные конструкции алмазных долот имеют обратный конус в центральной части с углом при вершине от 55 до 120°. Конусный керн, образующийся при бурении, разрушается от вибрации и выносится через промывочные канавки. Однако при бурении крепких пород зависание долота на керне приводит к разрушению центра долота, так как резание породы в центральной части забоя практически отсутствует. Этот вид износа центральной части алмазных долот носит название «кернавание».

Периферийная часть алмазного долота представляет собой сферическую поверхность, переходящую по мере удаления от торца в цилиндрическую. Цилиндрическая часть производит калибровку стенок скважины. Во избежание заклинивания алмазного долота при его спуске в скважину диаметр алмазных долот выполняют на 1,5–2,5 мм меньше номинального диаметра шарошечных долот.

По расположению алмазов на рабочей поверхности различают долота с радиальной, шахматной, концентрической, спиральной схемами размещения. Выбор схемы размещения определяется механическими свойствами породы, системой промывки, размерами, формой и сортностью алмазов.

Рабочая поверхность долота оснащается алмазами различных размеров. Размеры их для калибрующей части 0,1–0,25 карата (1 карат равен 0,2 г.); для торцовых поверхностей 0,2–0,34 карата; для конусных поверхностей 0,1–0,25 карата. Количество зерен алмазов, устанавливаемых на поверхности долота диаметром 140 мм, составляет 1000–1100; в долотах диаметром 212 мм – до 2000. На одно долото расходуется от 200 до 700 карат алмазов.

Алмазные долота в настоящее время изготавливают прогрессивным методом порошковой металлургии.

Изготовление алмазных долот по этому способу сводится к следующим операциям.

Готовят смесь порошков-шихты, раскладывают алмазы в разборную пресс-форму, засыпают шихту в пресс-форму, прессуют шихту, спекают матрицу, обрабатывают долото.

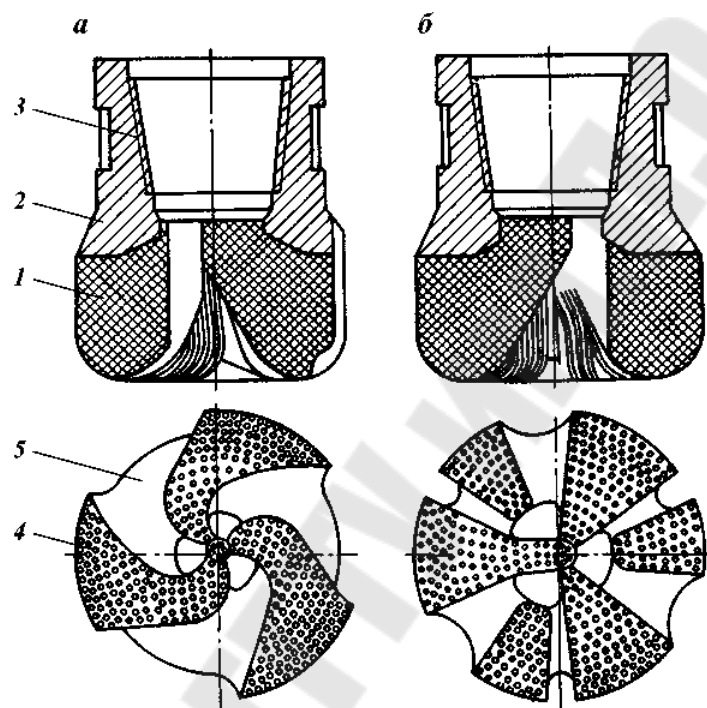


Рис. 7.9. Конструкция алмазного долота для бурения сплошным забоем: а, б - разные конструкции рабочих элементов: 1 – твердосплавная алмазо- несущая матрица; 2 – стальной корпус долота; 3 - замковая резьба; 4 - контактный сектор; 5 - выемка для циркуляции промывочного агента

Для изготовления шихты в качестве основного материала обычно используется карбид вольфрама (90–95 %), а связывающим металлом является кобальт (5–20 %). В качестве основного металла используются также порошковый вольфрам, ферромolibден, никель. Связывающими материалами при этом могут быть сплавы меди и цинка в различных соотношениях.

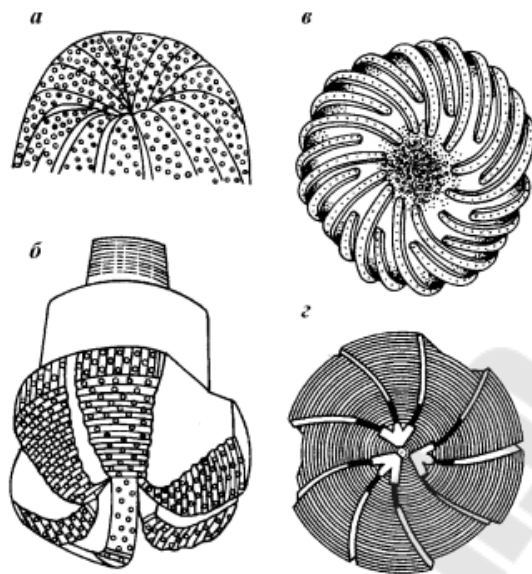


Рис.7.10. Основные разновидности алмазных долот: а) – однослойное, радиальное, биконическое; б) – ступенчатое; в) – спиральное; г) – импрегнированное

Раскладка алмазов в пресс-форму проводится вручную с помощью пинцета или вакуумного карандаша по определенной схеме. Выбор схемы раскладки зависит от конструктивных особенностей алмазного долота.

После засыпки шихты в пресс-форму и прессования долото помещают в электрическую печь и разогревают до определенной температуры в водородной среде в зависимости от состава матрицы. Обычно температура спекания 650–1300 °С, выдержка 1–2 ч.

После остывания долото подвергается механической обработке: обтачивают корпус, нарезают резьбу, изготавливают промывочные каналы. Иногда рабочая поверхность алмазных долот обрабатывается пескоструйным аппаратом для получения нужного оголения алмазов. Абсолютное значение оголения находится в пределах 0,1–0,75 мм.

Корпус алмазного долота изготавливают из конструкционной углеродистой или хромистой стали марки 40Х с содержанием углерода 0,35–0,4 %.

Последними разработками в конструкциях алмазных долот явилась разработка высокопроизводительных алмазных долот с поликристаллическими алмазными пластинами (резцами) типа PDC (рис.7.11), которые изготавливаются уже по другой, более совершенной запатентованной технологии.

При этом, существуют конструкции долот типа PDC как постоянного диаметра, формирующих цилиндрический ствол скважины постоянного диаметра на участке бурения (рис.7.11. а), так и долота-расширители, формирующие на участке бурения ступенчатый ствол: номинального и расширенного диаметра (рис.7.11.б).

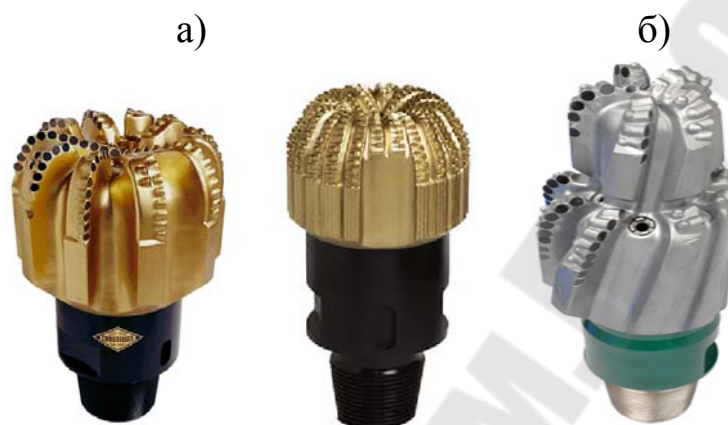


Рис.7.11. Алмазные долота типа PDC: а) долота постоянного диаметра; б) бицентричное долото-расширитель

В процессе бурения разведочных скважин для уточнения геологического разреза, изучения физических свойств горных пород и насыщающих их флюидов, зачастую в процессе проходки ствола скважины отбирают пробы горных пород (керны).

Для этого при турбинном способе бурения горную породу на забое разрушают **колонковым долотом** или по- другому называемым турбодолотом (рис.7.12), которое углубляет забой в виде кольцевой выработки, а остающийся цилиндрический целик породы – «кern» поступает через центральное отверстие долота в специальную керноприемную трубу, оснащенную в нижней части кернорвателем (на рис.7.12 не показан; см. рис.7.13).

Пробури в заданном интервале ствол колонковым долотом, бурильную колонну с долотом и керноприемной трубой поднимают на дневную поверхность, при этом в момент «отрыва» долота от забоя кернорватель обрывает своими подпружиненными рычажками целик породы от забоя и удерживает его в керноприемной трубе до извлечения на поверхность.

Если отбор керна проводят в интервале, превышающем длину керноприемной трубы, а работоспособность одного колонкового долота достаточна для всего интервала отбора керна, то используют так называемую съемную грунтоноску, которую периодически, по

мере ее заполнения керном и отрыва керна от забоя, – извлекают на поверхность при помощи специального ловителя (шлипсового захвата), спускаемого в полость бурильной колонны на канате. Освобожденную на поверхности съемную грунтоноску от керна, ее снова опускают в скважину и устанавливают в колонковом долоте.

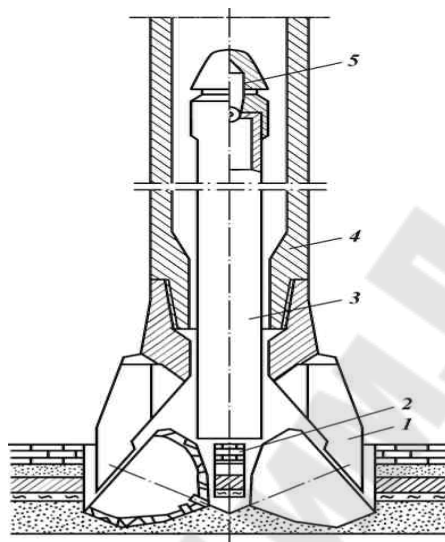


Рис.7.12. Схема конструкции турбодолота (турбобура с полым валом) типа КТД-4 со съемной грунтоноской для бурения с отбором керна: 1 – бурильная головка; 2 – керн; 3 – грунтоноска; 4 – корпус колонкового долота (полый вал турбодолота); 5 – шлипсовая головка с шаровым клапаном (для подъема грунтоноски шлипсовым захватом на кабеле)

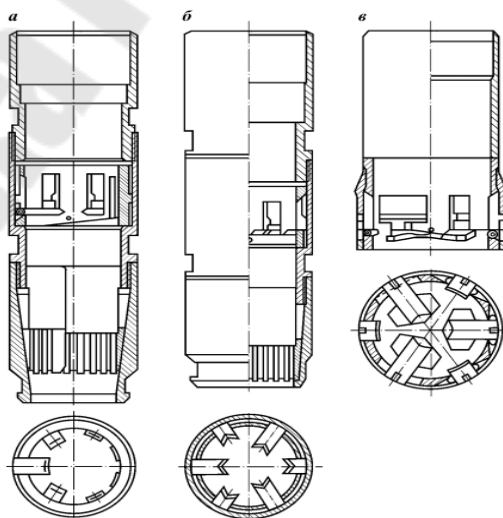
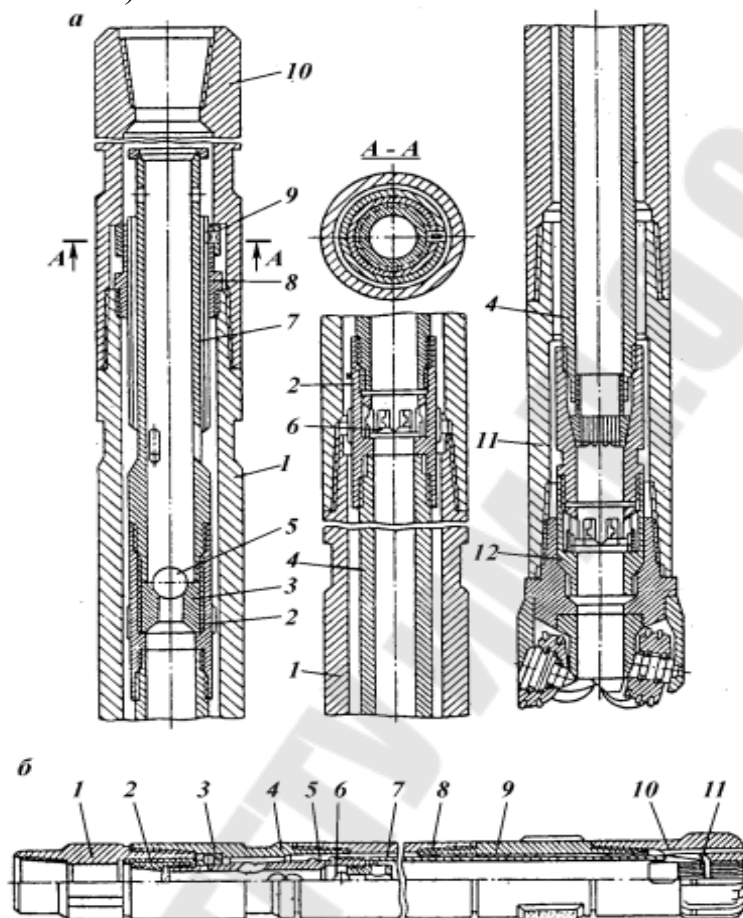


Рис.7.13. Основные типы компоновки кернорвателей а – типа КЦР-7; б – типа КЦР-9; в – типа Р-26

При роторном бурении с отбором керна используются керноприемные устройства (одно- и двухсекционные) с несъемной грунтоноской (рис.7.14).



**Рис.7.14.** Конструкции керноприемных устройств с несъемной грунтоноской для роторного бурения с отбором керна: а) керноприемное устройство серии «Недра» КД11М – 190/80: 1 – корпус керноприемного устройства «Недра» КД11М – 190/80; 2 – муфта-центратор; 3 – сменное гнездо-седло для шара (5); 4 – керноприемная труба (грунтоноска) несъемная; 6 – кернодержатель; 7 – регулировочный винт; 8 – узел шаровой подвески с подшипником; 9 – фиксатор; 10 – верхний переводник для присоединения к бурильным трубам; 11 – нижний переводник для присоединения к бурильной головке; 12 – компоновка кернорвателей (нижний кернорватель – рычажковый; верхний – цанговый) с башмаком, устанавливаемым с осевым зазором (6-8 мм) в бурильную головку (б/н); б) керноприемное устройство типа СКУ – 164/80: 1 – верхний переводник с центратором к бурильным трубам; 2 – контрвтулка; 3 – шарикоподшипник; 4 – головка; 5 – полый шпиндель; 6 – шар обратного клапана; 7 – керноприемник; 8 – корпус керноприемного устройства СКУ – 164/80; 9 – нижний переводник с центратором к бурильной головке (б/н); 10 – башмак кернорвателя, устанавливаемый с осевым зазором (6-8 мм) в бурильную головку (б/н); 11 – кернорватель (в плотных породах – цанговый; в рыхлых породах – рычажковый)

Следует отметить, что керноприемные устройства серии «Недра» и СКУ, несмотря на свое назначение – отбирать керн при роторном бурении, очень успешно использовались (в том числе в двухсекционном исполнении) в компоновке с бурильными головками алмазными и типа ИСМ при бурении с отбором керна турбинным способом трех- и четырехсекционными турбобурами типа А7Ш с подвеской керноприемного устройства на валу шпинделя турбобура. При проходках за рейс до 16 м, вынос керна (основной показатель) составлял 65 – 68%.

Для отрыва керна от забоя и удержания его в керноприемной трубе до подъема на дневную поверхность служат специальные устройства – компоновки кернорвателей, включающей нижний – цанговый кернорватель, охватывающий и обжимающий снаружи столбик керна, в большей степени служащий для отрыва от забоя более твердых пород, и верхний – рычажковый кернорватель, в основном, предназначенный для отрыва от забоя более рыхлых слабосцементированных пород и перекрывающий внутреннюю полость керноприемной трубы, сохраняя керн при подъеме.

При бурении с отбором керна в качестве породоразрушающего инструмента используются долота особой конструкции, позволяющие углублять скважину кольцевым забоем, формируя цилиндрический ствол скважины номинального диаметра, и оставляя при этом нетронутым центральную часть забоя – целик горной породы, называемый керном.

Такие долота называются **бурильными головками**. Они могут быть шарошечными – с разным количеством шарошек, алмазными и типа ИСМ.

Работа шарошечных бурильных головок дробяще-скалывающего типа из-за высокой динамичности не очень хорошо подходит для целей максимальной сохранности керна. Более эффективен и надежен способ резания горной породы, что обеспечивают бурильные головки алмазные и типа ИСМ.

Во ВНИИБТ были разработаны и эффективно использовались четырех- (меньшего диаметра) и восьми шарошечные (большого диаметра) бурильные головки режущего действия типа 17 НК со сменными шарошками, представленная на (рис.7.16).

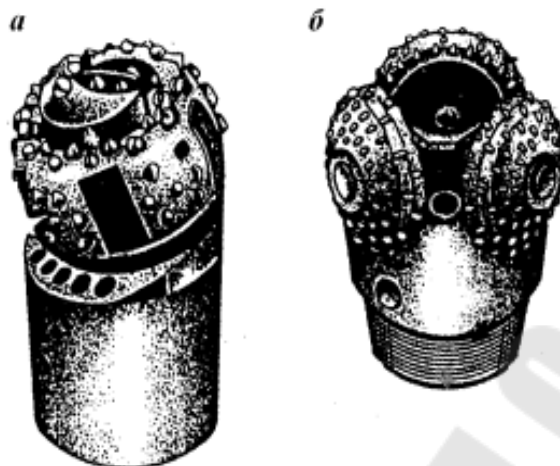


Рис.7.15. Бурильные головки одношарошечные и трехшарошечные: а) одношарошечная бурильная головка со сферической шарошкой, имеющей твердосплавное, карбидвольфрамовое вооружение (зубки); б) трехшарошечная бурильная головка с шарошками чечевичной формы, имеющими твердосплавное, карбидвольфрамовое вооружение (зубки)

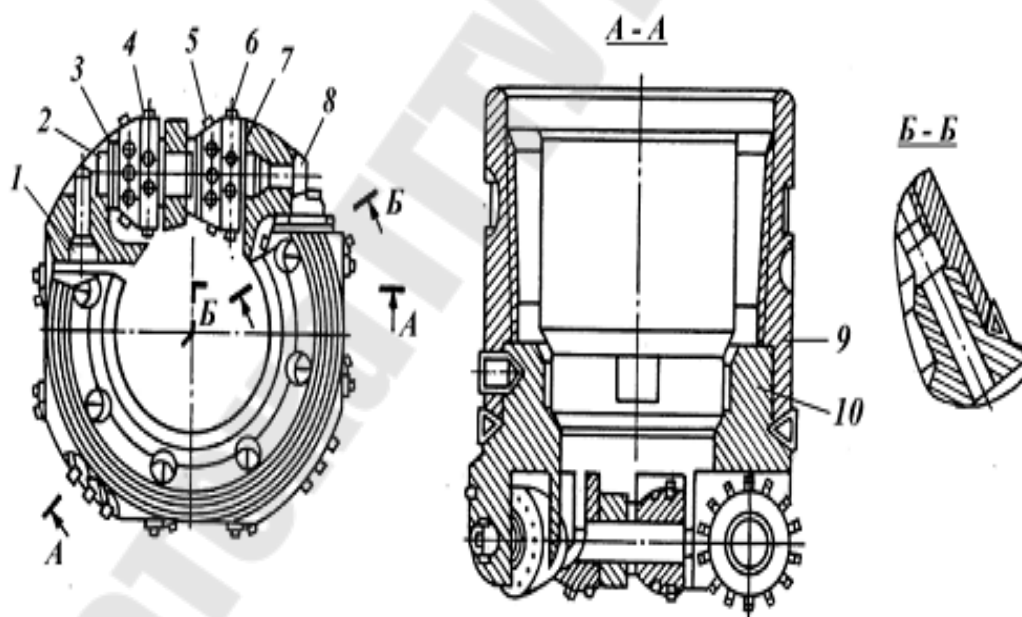


Рис.7.16. Восьмишарошечная бурильная головка режущего действия, с шарошками, оснащенными твердосплавным, карбидвольфрамовым вооружением (зубками): 1 – запорный хвостовик; корпус; 2 – опорная ось; 3 – шайба; 4 – скважинообразующая шарошка; 5 – калибрующие твердосплавные подрезные зубки с плоской рабочей частью; 6 – основные режущие твердосплавные клиновидные зубки, формирующие керн (шарошкой 7) и скважину (шарошкой 4); 7 – кернообразующая шарошка; 8 – запорный винт; 9 – присоединительная головка с конической замковой резьбой; 10 – корпус



## ТЕМА 8 ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

При турбинном способе бурения бурильная колонна не вращается, а воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя (турбобура или винтового двигателя) и служит каналом для подачи гидравлической энергии на забой. Вращение долоту передается от вала турбины, приводимого в движение потоком бурового раствора, т. е. при турбинном способе работает один канал передачи мощности на забой. В отличие от роторного бурения, где при постоянной частоте вращения может в широких пределах изменяться крутящий момент и соответственно нагрузка на долото, при турбинном бурении частота вращения существенно изменяется с изменением нагрузки на долото и крутящего момента.

Оборудование для турбинного бурения включает все те же агрегаты и узлы, что и при роторном бурении, за исключением того, что ротор выполняет лишь функцию удержания буровой колонны на весу на пневмоклиновом захвате при СПО и гашения реактивного момента при бурении.

**Турбобур** располагается непосредственно над долотом и является машиной, преобразующей гидравлическую энергию потока бурового раствора в механическую энергию, необходимую для вращения долота. Турбобур представляет собой забойный гидравлический агрегат с многоступенчатой гидравлической турбиной, приводимой в действие потоком бурового раствора, который закачивают в бурильную колонну с поверхности насосами.

Турбобур (рис. 8.1) состоит из двух групп деталей: вращающихся и не вращающихся. Не вращающуюся группу деталей составляют переводник, при помощи которого турбобур соединяется с бурильной колонной, цилиндрический корпус 2 с кольцами пяты, дисками статора 4, средней опорой и ниппелем.

К вращающейся группе деталей относится вал 1 с насаженными на нем дисками роторов 3 и пяты, закрепленными на валу при помощи осевого сжатия деталей роторной гайкой. Нижняя часть вала имеет отверстие внутри и боковые каналы для протока раствора к долоту и снабжена резьбой, которой через переводник присоединяется долото.

Турбина состоит из большого числа ступеней (100-350). Каждая ступень (рис. 8.1. б) представляет собой два диска с лопатками: один диск – ротор – укреплен на валу турбобура, второй – статор – в корпусе турбобура.

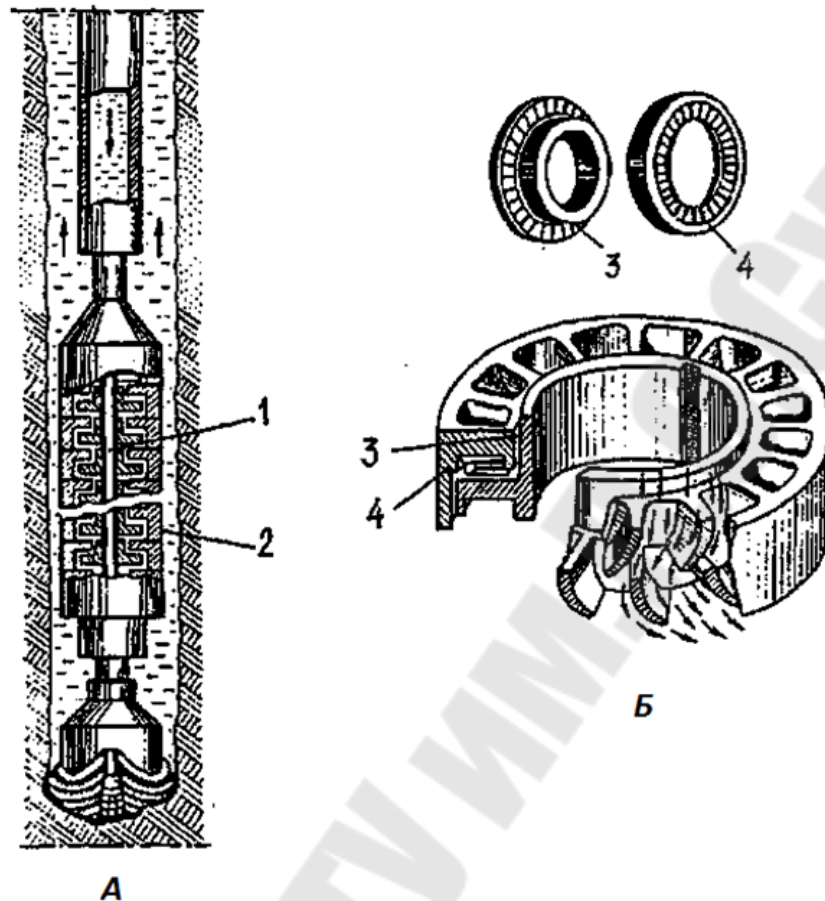


Рис.8.1. Схема турбобура: А – упрощенная схема конструкции турбобура; Б – схема работы одной ступени турбобура (статор-ротор): 1- вал турбинной секции; 2- корпус турбинной секции; 3- ротор (вращающаяся) часть ступени турбины; 4- статор (невращающаяся) часть ступени турбины

Лопатки статора и ротора расположены под углом друг к другу, вследствие чего поток жидкости, поступающий под углом из каналов статора на лопатки ротора, меняет свое направление и производит силовое воздействие на них. В результате этого создаются силы, стремящиеся повернуть закрепленный на валу ротор в одну сторону, а закрепленный в корпусе диск статора – в другую сторону. Далее поток раствора из каналов ротора вновь поступает на лопатки статора ниже расположенной ступени, где вновь происходит изменение направления потока жидкости и подача его на лопатки ротора этой ступени. На роторе второй ступени также возникают силы, создающие активный крутящий момент, и т.д.

Жидкость, поступающая в турбобур, проходит все его ступени и подводится к долоту. Активный крутящий момент, создаваемый каждым ротором, суммируется на валу, а реактивный момент,

создаваемый на лопатках дисков статора, суммируется на корпусе турбобура. Эти оба момента – активный и реактивный – равны по величине и противоположны по направлению. Реактивный момент через корпус турбобура передается соединенной с ним бурильной колонне, а активный – долоту.

Турбинный способ применяется в основном в наклонно-направленном бурении.

### **Винтовые (объемные) забойные двигатели**

Назначение винтового (объемного) двигателя такое же, как и турбобура, – бурение скважин в различных геологических условиях.

По принципу действия винтовой забойный двигатель представляет собой героторную гидромашину гидростатического действия с внутренним косозубым зацеплением и разницей в числах зубьев (заходов) статора и ротора, равной единице.

Рабочим органом винтового забойного двигателя (ВЗД) является винтовая пара: статор и ротор (рис.8.2).

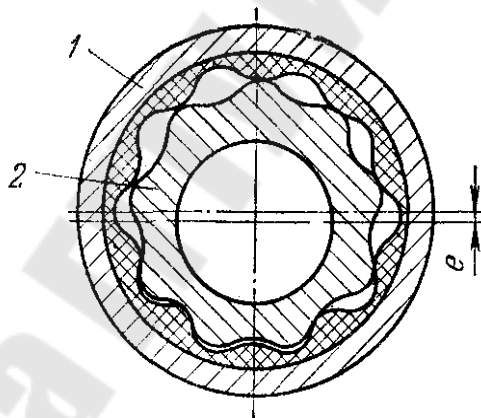


Рис.8.2. Поперечное сечение рабочих органов ВЗД: 1-статор; 2- ротор

Статор ВЗД представляет собой стальную трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка, имеющая многозаходную винтовую поверхность левого направления, обращенную к ротору.

Ротор ВЗД выполнен из высоколегированной стали с наружной многозаходной (на один заход меньше, чем у статора) винтовой поверхностью левого направления и расположен внутри статора эксцентрично его оси.

Кинематическое отношение винтовой пары, равное отношению числа зубьев ротора к числу зубьев статора и соответствующее

профилирование винтовой поверхностей статора и ротора обеспечивают при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора в направлении «против часовой стрелки» и сохранение при этом непрерывного контакта зубьев ротора и статора по всей длине. В связи с этим по обе стороны от контактной линии в рабочей паре образуются полости высокого и низкого давления, называемые шлюзами. За счет разности давлений в соседних камерах осуществляется рабочее вращение ротора двигателя в направлении «по часовой стрелке» и соответствующий вращающий момент.

Вращающий момент от ротора передается 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. Над переводником, соединяющим бурильные трубы со статором, установлен клапан (постоянно закрытый при работе двигателя), назначение которого – опорожнять колонну при подъеме и заполнять при спуске.

Винтовой забойный двигатель характеризуется следующими преимуществами:

- простота конструкции, малые диаметры и надежность в работе;

- высокий крутящий момент при сниженных скоростях вращения, что обеспечивает устойчивую работу под нагрузкой;

Особенностью винтового забойного двигателя является то, что параметры его характеристики могут быть сравнительно легко улучшены применительно к требованиям низкооборотных шарошечных долот. Так, изменяя в широких пределах кинематическое отношение рабочей пары (статора и ротора), а также шаг винтовой линии, т.е. меняя варианты рабочих пар, можно получить частоту вращения выходного вала двигателя в диапазоне 80-250 об/мин с одновременным увеличением вращающего момента.

Еще одним видом забойного двигателя является электробур с приводом рабочих органов от асинхронного электродвигателя переменного тока. Электроэнергия для питания электродвигателя подается по специальному кабелю, размещаемому внутри каждой бурильной трубы особой конструкции, обеспечивающей герметичность соединения отдельных участков кабеля.

Вследствие значительных трудностей при обеспечении герметичности кабеля в токопроводящей среде электробурение с использованием электробуров не получило широкого распространения и составляет менее 5% в мировом объеме бурения.

Для эффективного разрушения проходимых в процессе бурения горных пород необходимо, чтобы на породоразрушающем инструменте поддерживалась определенная нагрузка. Поэтому по мере разрушения породы долото должно подаваться на забой, причем подавать его необходимо со скоростью, соответствующей темпу разрушения породы. Если темп разрушения превышает скорость подачи долота, то оно не догружается и процесс бурения протекает недостаточно эффективно. Если же подача опережает скорость разрушения горных пород, то долото перегружается, что может привести к его поломке и оставлению шарошек долота на забое.

Наиболее простое решение этого вопроса – подача долота ручным способом путем растормаживания тормозным рычагом ленточного тормоза буровой лебедки.

Равномерность работы такой системы подачи долота всецело зависит от искусства бурильщика.



Рис.8.3. Регулятор подачи долота (РПДЭ)

При использовании регуляторов подачи долота бурильная колонна на забой подается путем периодического растормаживания тормоза буровой лебедки или с помощью специального механизма, кинематически связанного с подъемным барабаном лебедки.

В настоящее время буровые установки оборудуются регуляторами подачи долота с электроприводом (РПДЭ) (рис. 29). Эти регуляторы подачи состоят их трех основных частей: измерительной – измеряющей нагрузку на крюке, усиливающей измеряемые параметры и силовой – исполняющей команду.

В РПДЭ входят следующие узлы:

- регистратор веса рессорного типа, установленный на неподвижной ветви талевого каната и предназначенный для измерения нагрузки на крюке;
- узел установки веса и скорости подачи, предназначенный для задания желаемой нагрузки на долото и скорости подачи бурильной колонны;
- полупроводниковый и магнитный усилители, предназначенные для усиления сигналов, поступающих от датчика веса;
- генератор постоянного тока с приводом от асинхронного электродвигателя;
- силовой узел, состоящий из двигателя постоянного тока, редуктора, соединяемого с валом трансмиссии привода лебедки, и фрикционного колодочного тормоза.

## **ТЕМА 9 ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ И ИЗНОС ДОЛОТ**

Под режимом бурения понимается определенное сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения. К числу таких параметров режима бурения относятся:

- осевая нагрузка на долото,  $P$ ;
- число оборотов долота,  $n$ ;
- количество прокачиваемого раствора,  $Q$ ;
- параметры бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига, процент содержания песка, плотность фильтрата и др.)

Выбор параметров режима бурения должен быть направлен на получение более высоких качественных и количественных показателей бурения при данной технической вооруженности буровой. Параметры режима бурения, при которых достигаются наилучшие показатели, называются рациональными.

Основными факторами, определяющими выбор способа бурения, являются:

- глубина и форма профиля ствола скважин;
- физико-механические свойства пород, подлежащих разбуриванию.

### **Влияние осевой нагрузки**

Влияние этого параметра режима бурения на показатели работы долота очень велико. От величины осевой нагрузки зависит глубина внедрения рабочих элементов долота в породу, которая, собственно обуславливает и характер, и темп разрушения горной породы. При недостаточной осевой нагрузке происходит поверхностное разрушение породы – самое неэффективное разрушение. По мере возрастания осевой нагрузки начинается так называемое “объемное” разрушение породы, дающие наибольший эффект. Но после достижения максимума механической скорости проходки дальнейшее повышение осевой нагрузки приводит к снижению скорости. Это вызвано тем, что при данной подаче буровых насосов поток бурового раствора перестает справляться с выносом всей выбуренной породы. Часть породы остается на забое и дополнительно измельчается долотом, что и вызывает уменьшение механической скорости проходки при росте осевой нагрузки сверх оптимальной. При поиске оптимальной осевой нагрузке ее величина не должна превышать максимально допустимую для используемой конструкции долот.

С ростом величины осевой нагрузки возрастает и проходка за рейс долота. Это показатель наиболее существенно влияет на эффективность бурения скважины в целом, так как дает экономию времени на производство спускоподъемных операций.

### **Влияние частоты вращения долота**

Установлено, что при увеличении частоты вращения долота механическая скорость проходки растет, достигая максимальной величины, а затем снижается. При этом следует подчеркнуть, что каждому классу пород соответствуют свои критические частоты вращения долота, превышение которых вызывает снижение механической скорости проходки. Надо также иметь в виду, что повышение частоты вращения шарошечных долот снижает долговечность их работы вследствие более интенсивного износа опор и сокращает проходку за рейс долота.

### **Влияние качества бурового раствора**

Наилучшие результаты работы долот достигаются, когда выбуренная порода своевременно удаляется с забоя, в противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту. Чистота забоя скважины, а, следовательно, и механическая скорость проходки



зависит от качества бурового раствора. Очистка скважины от мелкого шлама лучше обеспечивается при растворах с малой вязкостью и малой прочностью структуры. Крупные куски шлама лучше удаляются при вязких растворах. Увеличение плотности, увеличивает подъемную способность растворов. Однако с увеличением плотности бурового раствора увеличивается давление на забой скважины, сопротивляемость пород разрушению увеличивается, следовательно, показатели бурения уменьшаются.

Из опыта бурения следует, что с уменьшением плотности раствора механическая скорость проходки на долото увеличивается.

### **Влияние количества бурового раствора, подаваемого в скважину**

Практикой буровых работ установлено, что как максимальная скорость проходки, так и проходка за рейс долота могут быть достигнуты только при полном удалении с поверхности забоя обломков разбуренной породы сразу же после их образования. Если будет удаляться только часть этих обломков, то оставшиеся на забое обломки повторно измельчаются долотом, что замедляет темп бурения и снижает проходку за рейс.

Выявлено, что с увеличением количества бурового раствора подаваемого на забой до определенного предела возрастает и механическая скорость проходки. Но существует определенная максимальная величина количества бурового раствора подаваемого на забой, после которой дальнейшее ее увеличение не вызывает роста показателей работы долота. Это связано с тем, что при повышении подачи раствора возрастает и гидродинамическое давление. Порода на забое уплотняется, буримость ее ухудшается.

Необходимо также отметить, что уровень очистки забоя от шлама определяется не только удельным расходом бурового раствора, но и скоростью истечения раствора из насадок долота, расположением промывочных отверстий относительно шарошек долота и плоскости забоя.



## ТЕМА 10 БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

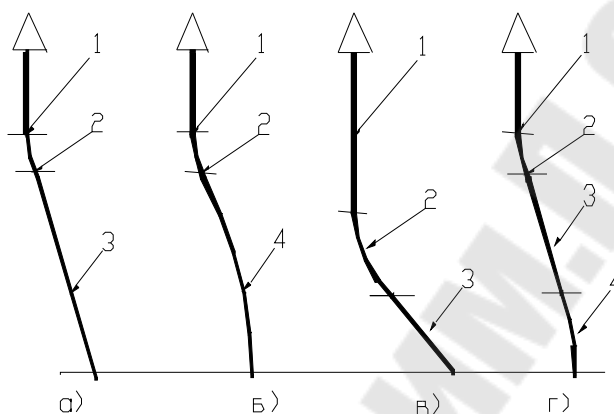
Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются наклонно направленными.

Наклонные скважины бурят, когда продуктивные пласты залегают под акваториями морей, озер, рек, под территориями населенных пунктов, промышленных объектов, в заболоченной местности, а также для удешевления строительства буровых сооружений.

Большое значение в наклонно-направленном бурении имеет правильный выбор профиля скважины. Профиль скважины необходимо выбирать таким, чтобы при минимальных затратах времени и средств довести ее до проектной глубины без каких либо осложнений, обеспечив надлежащее качество ее для длительной и безаварийной эксплуатации. Рациональный профиль позволяет сократить до минимума работу с отклонителем, обеспечить необходимое смещение забоя и допустимую интенсивность искривления, а также свободное прохождение по стволу компоновки низа бурильной колонны. Профиль должен позволять эксплуатировать скважину глубинными насосами, в том числе и штанговыми насосами, причем должно исключаться протирание обсадных труб штангами и обрыв последних.

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения скважин, прочностных характеристик пород, слагающих геологический разрез месторождений, закономерностей искривления, характерных для используемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК), способов и технических средств, применяемых при эксплуатации скважин. Профиль скважины должен обеспечивать минимальное значение нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны (или внутрискважинного оборудования). В настоящее время можно выделить пять групп (типов) профилей, которые широко применяются и отвечают практически всем геолого-техническим условиям бурения и эксплуатации скважин: профиль обычной наклонно-направленной скважины, профиль пологой скважины, профиль радиальной скважины, профиль горизонтальной скважины, профиль многозабойной скважины.

**Обычные (стандартные) наклонно-направленные скважины** вскрывают продуктивный пласт с небольшим зенитным углом (до  $24^0$ ). Они наиболее освоены буровыми предприятиями, имеют сравнительно небольшой отход от вертикали и дают лучшее попадание в круг допуска при использовании отечественной буровой техники. Профили таких скважин (см. рис.10.1) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:



*Рис.10.1.* Профили обычных наклонно-направленных скважин: а - трехинтервальный с участком стабилизации; б - трехинтервальный с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; в - трехинтервальный с участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны и участком стабилизации; г – четырехинтервальный; 1-вертикальный участок, 2-участок набора параметров кривизны, 3-участок стабилизации, 4-участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

Трехинтервальный имеет несколько вариантов. Первый состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации (рис.10.1 а) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис.10.1 б). Рекомендуется для скважин на месторождениях, где геолого-технические условия позволяют осуществлять бурение до кровли продуктивного пласта с применением полноразмерных центрирующих элементов в КНБК, и где такая технология бурения отработана (рис.10.1. а), для скважин на новых месторождениях (рис.10.1 б). Второй ( рис.10.1 в ) представлен вертикальным участком, участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны, участком стабилизации зенитного угла до кровли продуктивного

пласта. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали 300 метров и менее.

Четырехинтервальный (рис.10.1 *з*). Состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации зенитного угла до глубины ниже интервала работы насосного оборудования, уменьшения зенитного угла. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали более 300 метров, а также для месторождений, где по геолого-техническим условиям безаварийное бурение ниже интервала работы насосного оборудования компоновками с центраторами для стабилизации параметров кривизны затруднено. Максимальная интенсивность искривления на участках набора или падения параметров кривизны у таких скважин не должна превышать  $1,5^{\circ}/10$  м. Максимальный зенитный угол на интервалах набора и стабилизации для обычных типов профилей скважин не должен превышать  $24^{\circ}$ , т.к. при больших зенитных угла возникают проблемы с эксплуатацией погружного нефтедобывающего оборудования. Отклонение забоев от вертикали (отход) у скважин такого типа, в зависимости от глубины пласта, может достигать 800 метров.

Для проектирования и строительства скважин, связанных с конкретными условиями разработки месторождения и геологическими характеристиками продуктивного пласта, применяются специальные типы профилей (пологие и горизонтальные). К специальным можно отнести также профили *а*, *б*, *в*, *г* (рис.10.1), если зенитный угол в скважине превышает  $24^{\circ}$ , или необходимо набрать отход более 800 метров.

Пологими и горизонтальными скважинами называют скважины, которые имеют большой зенитный угол при вскрытии продуктивного пласта. Такие скважины бурятся с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта путем проходки в залежи участка ствола большой протяженности.

**Пологие скважины** (J - образный профиль) вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от  $25^{\circ}$  до  $55^{\circ}$ . Вскрытие пласта такими скважинами с зенитным углом более  $55^{\circ}$  нецелесообразно, т.к. возникают проблемы при проведении промыслово-геофизических работ (непрохождение приборов). Профиль пологой скважины составляется таким образом, чтобы создать наиболее благоприятные условия для работы погружного нефтедобывающего оборудования и достичь наибольший отход от вертикали. Так, например, до интервала

установки погружного нефтедобывающего оборудования скважина имеет зенитный угол не более  $20^\circ$ , а затем производят добор зенитного угла до необходимой величины, чтобы набрать запланированный отход, но не более  $55^\circ$ .

Профили пологих скважин (см. рис.10.2) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:

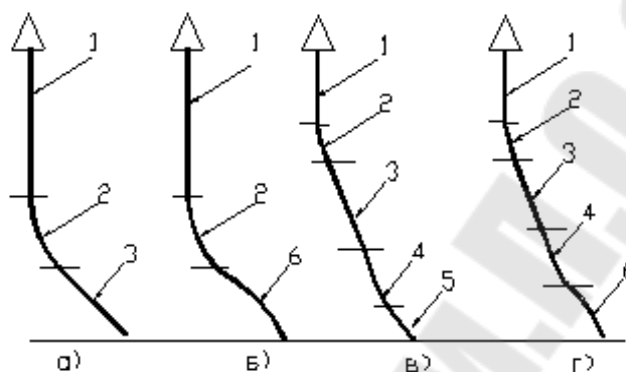


Рис.10.2. Профили пологих скважин: *а* - с участком стабилизации; *б* - с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; *в* - с участком добора параметров кривизны и их стабилизации; *г* - с участком добора параметров кривизны и их малоинтенсивного уменьшения; 1 - вертикальный участок, 2 - участок набора параметров кривизны, 3 - участок стабилизации, 4 - участок добора параметров кривизны, 5 - участок стабилизации зенитного угла, 6 - участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

Профиль типа *а* и *б* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $55^\circ$ ), стабилизации (рис.10.2 *а*) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис.10.2 *б*).

Профиль типа *в* и *г* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до  $24^\circ$ ) в интервале бурения под кондуктор, стабилизации набранных параметров кривизны до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования, добора параметров кривизны (до  $55^\circ$ ), стабилизации (рис.10.2 *в*) или малоинтенсивного (рис.10.2 *г*) уменьшения зенитного угла.

**Радиальные скважины** - это скважины, которые бурятся по большому радиусу кривизны, вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом до  $55^\circ$  и имеют следующие участки - вертикальный, участок набора параметров кривизны (до  $1.5^\circ/10$  м) и участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла (до  $3^\circ/100$  м).

Профиля радиальных скважин (см. рис.10.3) имеют следующий вид. Профиль типа *а* (рис.10.3а) имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $10^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ), малоинтенсивного увеличения зенитного угла до  $55^{\circ}$ .

Профиль типа *б* (рис.10.3 б) имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до  $10^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ) при бурении под кондуктор, малоинтенсивного увеличения зенитного угла до  $55^{\circ}$ . Набор параметров кривизны до  $10^{\circ}$ - $15^{\circ}$  объясняется тем, что это минимальные значения зенитного угла, при которых более или менее стабилизируется азимутальное направление.

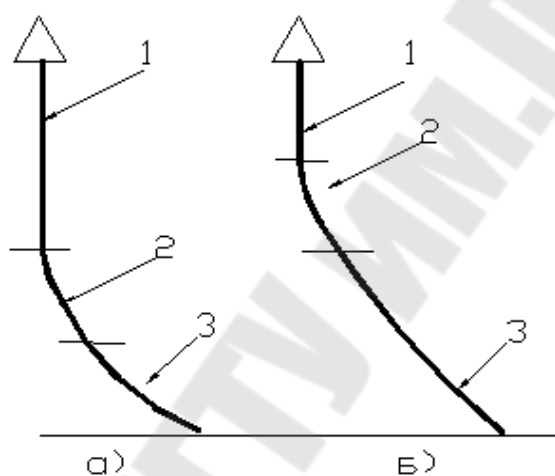
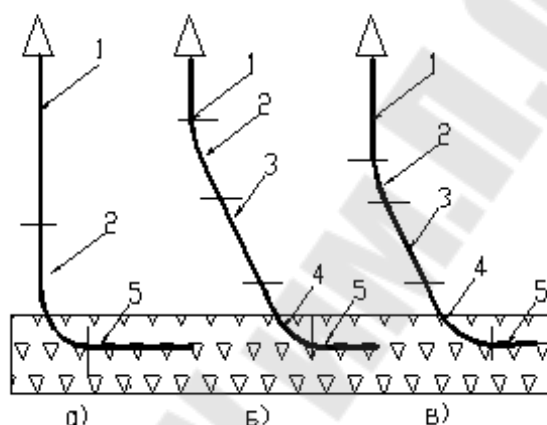


Рис.10.3. Профили радиальных скважин: а - с участком набора параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; б - с участком набора параметров кривизны в кондукторе; 1 - вертикальный участок, 2 - участок набора параметров кривизны, 3 - участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла.

Радиальные скважины являются переходными между пологими и горизонтальными и не требуют для бурения специальных технических средств. Профиль радиальной скважины обеспечивает минимальные значения нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны или погружного нефтедобывающего оборудования, т.е. силы сопротивления при движении какой-либо колонны в стволе скважины, а также крутящий момент в процессе бурения (или добычи) сводятся к минимуму. Технология бурения таких скважин не отработана в основном из-за отсутствия надежных КНБК, обеспечивающих не столько малоинтенсивный рост зенитного угла, сколько стабилизацию азимута.

**Горизонтальные скважины** - это скважины которые вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от  $80^\circ$  до  $100^\circ$ . Горизонтальные скважины редко имеют угол  $90^\circ$ , т.к. продуктивные пласты, на которые они закладываются, обычно имеют какой-то угол падения. Длина горизонтального участка может колебаться от 100 до 2500 метров в зависимости от назначения скважины. Профили горизонтальных скважин (см. рис.10.4) также имеют различный вид, но можно выделить три основных:



*Рис.10.4.* Профили горизонтальных скважин: а - с участком набора до горизонтального участка; б - с участком набора и стабилизации параметров кривизны в кондукторе; в - с участком набора и стабилизации параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; 1 - вертикальный участок, 2-участок набора параметров кривизны, 3 - участок стабилизации, 4 - участок добора параметров кривизны, 5 - горизонтальный участок.

Профиль типа *а* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны до пласта ( до  $60^\circ$ - $75^\circ$  ) и в пласте ( до  $80^\circ$ - $100^\circ$  ), горизонтального участка (рис.10.4 *а*).

Профиль типа *б* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны в интервале бурения под кондуктор (до  $35^\circ$ ), стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до  $60^\circ$ - $75^\circ$ ) и в пласте (до  $80^\circ$ - $100^\circ$ ), горизонтального участка (рис.10.4 *б*)

Профиль типа *в* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $35^\circ$ ) стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до  $60^\circ$ - $75^\circ$ ) и в пласте (до  $80^\circ$ - $100^\circ$ ), горизонтального участка (рис.10.4 *в*).

**Многозабойные скважины (МЗС)** - это скважины которые имеют в нижней части основного ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологих или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два и более раз превышает толщину пласта. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания определяются геолого-техническими условиями данного месторождения. Профили многозабойных скважин (см.рис.10.5) имеют различный вид, но можно выделить основные:

- а) МЗС с горизонтальными и пологими стволами.
- б) МЗС с волнообразным дополнительными стволами
- в) МЗС многоярусные
- г) МЗС радиально-горизонтальные

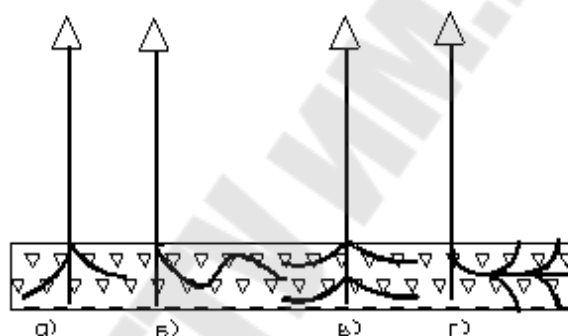


Рис.10.5. Профили многозабойных скважин: а- МЗС с горизонтальными и пологими стволами; б- МЗС с волнообразным дополнительными стволами; в- МЗС многоярусные; г- МЗС радиально-горизонтальные.

Кроме того все пять групп типов профилей на участках набора параметров кривизны или их падения характеризуются радиусом кривизны или интенсивностью искривления, которые являются основными параметрами, характеризующими качество проводки наклонно-направленной скважины. На практике обычно эти участки делятся на четыре типа:

1. С большим радиусом кривизны ( $>190$  м)
2. Со средним радиусом кривизны (60 м – 190 м)
3. С малым радиусом кривизны (11,5 м – 60 м)
4. С коротким радиусом кривизны (5,73 м – 10 м)

Участки набора или падения параметров кривизны с большим радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $0.1^\circ - 3^\circ/10$  м, которая дает радиус искривления 5730 - 190 метров.

Бурение таких участков ведется с помощью инструмента для обычного и многозабойного направленного бурения.

Участки набора или падения параметров кривизны со средним радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $3,1^\circ - 9,6^\circ / 10$  м, которая дает радиус искривления 60-190 метров. Бурение таких участков ведется с помощью специальных гидравлических забойных двигателей и обычных элементов бурильных колонн. Участки набора или падения параметров кривизны считаются участками со средним радиусом кривизны, если КНБК нельзя вращать после их проходки. Максимальная интенсивность набора в этом случае ограничена пределами на изгиб и кручение для бурильных труб.

Участки набора или падения параметров кривизны с малым радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $9,7^\circ - 19,1^\circ / 10$  м, которая дает радиус кривизны 30-60 метров. Участки набора или падения параметров кривизны с коротким радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $5,7^\circ - 10^\circ / 1$  м, которая дает радиус кривизны менее 10 метров. Бурение таких участков (с малым и коротким радиусом кривизны) ведется с помощью специального бурильного инструмента и по специальной технологии и обычно применяется при бурении дополнительных стволов из имеющихся скважин.

## **ТЕМА 11 ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

**Осложнение в скважине – это нарушение непрерывности технологического процесса, вызванное явлениями горно-геологического или технологического характера при соблюдении требований нормативной документации и требующее для его ликвидации проведения дополнительных работ.**

В процессе проводки скважины возможны разного рода осложнения, в частности обвалы пород, поглощения промывочной жидкости, нефте-, газо- и водопроявления, прихваты бурильного инструмента, аварии, искривление скважин.

Обвалы пород возникают вследствие их неустойчивости (трещиноватости, склонности разбухать под влиянием воды). Характерными признаками обвалов являются:

- значительное повышение давления на выкиде буровых насосов;



- резкое повышение вязкости промывочной жидкости;
- вынос ею большого количества обломков обвалившихся пород и т.п.

Поглощение промывочной жидкости – явление, при котором жидкость, закачиваемая в скважину, частично или полностью поглощается пластом. Обычно это происходит при прохождении пластов с большой пористостью и проницаемостью, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости в скважине.

Интенсивность поглощения может быть от слабой до катастрофической, когда выход жидкости на поверхность полностью прекращается.

Для предупреждения поглощения применяют следующие методы:

- 1) промывка облегченными жидкостями;
- 2) ликвидация поглощения закупоркой каналов, поглощающих жидкость (за счет добавок в нее инертных наполнителей – асбеста, слюды, зерновой шелухи, молотого торфа, древесных опилок, целлофана; дробленой кожи, заливки быстросхватывающихся смесей и т.д.);
- 3) повышение структурно-механических свойств промывочной жидкости (добавкой жидкого стекла, поваренной соли, извести и т.п.).

Газо-, нефте- и водопроявления имеют место при проводке скважин через пласты с относительно высоким давлением, превышающим давление промывочной жидкости. Под действием напора воды происходит ее перелив или фонтанирование, а под действием напора нефти или газа — непрерывное фонтанирование или периодические выбросы.

К мероприятиям, позволяющим избежать газо-, нефте- и водопроявлений, относятся:

- правильный выбор плотности промывочной жидкости;
- предотвращение понижения ее уровня при подъеме колонны бурильных труб и при поглощении жидкости.

**Прихваты бурильного инструмента** возникают по следующим причинам:

- образование на стенках скважины толстой и липкой корки, к которой прилипает бурильный инструмент, находящийся без движения;

- заклинивание бурильного инструмента в суженных частях ствола или при резких искривлениях скважины, при обвалах неустойчивых пород, при осаждении разбуренной породы в случае прекращения циркуляции.

Ликвидация прихватов – сложная и трудоемкая операция. Поэтому необходимо принимать все возможные меры, чтобы их избежать.

Как указывалось выше, при проводке глубоких скважин и боковых стволов в сложных горно-геологических условиях Припятского прогиба часто возникают осложнения, обусловленные нарушением устойчивости стенок стволов скважин, поглощениями бурового раствора, кристаллизацией солей, сужением ствола, прихватами бурильного инструмента и нефтегазоводопроявлениями.

**Авария – это нарушение непрерывности технологического процесса,** обусловленное несоблюдением требований нормативно-технической документации, вызвавшее оставление в скважине инструмента или элементов оборудования и требующее для ее ликвидации проведения в скважине специальных работ, не предусмотренных рабочим проектом.

Аварии, возникающие при бурении, можно разделить на шесть групп:

1) аварии с долотами (отвинчивание долота при спуске инструмента вследствие недостаточного его закрепления, слом долота в результате перегрузки и т.д.);

2) аварии с бурильными трубами и замками (слом трубы по телу; срыв резьбы труб, замков и переводников и т.д.);

3) аварии с забойными двигателями (отвинчивание; слом вала или корпуса и т.д.);

4) аварии с обсадными колоннами (их смятие; разрушение резьбовых соединений; падение отдельных секций труб в скважину и т.д.).

5) прочие аварии, связанные с заклиниванием бурильного инструмента в скважине посторонними предметами;

6) прочие аварии, связанные с оставлением в скважине геофизических приборов, каротажного кабеля, грузов, торпед, перфораторов и т.д. при проведении геофизических работ

Для ликвидации аварий применяют специальные ловильные инструменты: шлипс, колокол, метчик, магнитный фрезер, паук и другие. Однако лучше всего предотвращать аварии, строго соблюдая

правила эксплуатации оборудования, своевременно осуществляя его дефектоскопию, профилактику и замену.

При бурении вертикальных скважин вращательным способом часто встречается самопроизвольное искривление скважин, т.е. отклонение их ствола от вертикального.

Искривление вертикальных скважин влечет за собой ряд проблем:

- нарушение запланированной сетки разработки нефтяных и газовых месторождений;
- повышенный износ бурильных труб, ухудшение качества изоляционных работ;
- невозможность использования штанговых насосов при эксплуатации скважин и т.д.

Причинами искривления скважин являются геологические, технические и технологические факторы.

1) К геологическим факторам искривления скважин относятся:

- наличие в разрезе скважин крутопадающих пластов;
- частая смена пород различной твердости;
- наличие в породах, через которые проходит скважина, трещин и каверн.

2) Техническими факторами, способствующими искривлению скважин, являются:

- несовпадение оси буровой вышки с центром ротора и осью скважины;
- наклонное положение стола ротора; применение искривленных бурильных труб и т.д.

3) К технологическим факторам, обуславливающим искривление скважин, относятся :

- создание чрезмерно высоких осевых нагрузок на долото;
- несоответствие типа долота, количества и качества промывочной жидкости характеру проходимых пород.

В соответствии с перечисленными факторами принимаются меры по предотвращению искривления скважин.

В сложных геологических условиях применяется особая компоновка низа бурильной колонны, включающая калибраторы и центраторы.

Кроме того, необходимо:

- монтаж бурового оборудования проводить в соответствии с техническими условиями;

- тип долота выбирать соответственно типу пород;
- снижать нагрузку на долото и т.д.

## **ТЕМА 12 ЗАРЕЗКА И БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ СКВАЖИН**

Скважины любого назначения (поисковые, разведочные, добывающие, нагнетательные) ликвидируются или выводятся во временное бездействие (консервация, контрольные, бездействующие) по множеству причин, которые, однако, можно разделить на пять нижеследующих классов:

- отсутствие перспективных (продуктивных отложений);
- отсутствие коллекторов или их низкая продуктивность;
- предельная обводненность перспективных (продуктивных отложений);
- по техническим причинам не охарактеризован (перспективный продуктивный) разрез;
- по техническим причинам не эксплуатируется продуктивный горизонт или не ведется закачка воды.

Целесообразность бурения дополнительных стволов обусловлена тремя основными обстоятельствами:

- затраты на второй ствол обычно в 2-3 раза ниже затрат на полную скважину;
- геологические и промысловые задачи решаются быстрее при бурении дополнительного ствола, чем при бурении полнообъемной скважины;
- зачастую новую скважину даже невозможно заложить из-за неблагоприятных поверхностных условий.

Геологическая задача для каждого дополнительного ствола при этом определяется, прежде всего, назначением пробуренного основного ствола скважины, причиной его ликвидации или вывода в бездействие и состоянием разработки соответствующей залежи.

К эффекту в виде дополнительно добытой нефти следует приплюсовать большой объём геологической информации, полученный при перебурировании поисковых и разведочных скважин.

## 12.1 Общие положения и требования при строительстве боковых стволов

Строительство боковых стволов из обсаженных обсадными колоннами обводненных, малодобитных или бездействующих восстанавливаемых скважин производится с целью снижения обводненности добываемой нефти, повышения нефтеотдачи, доразработки месторождения или восстановления и ввода их в фонд действующих.

Восстановление скважин методом зарезки и проводки боковых стволов применим в тех случаях, когда другие способы восстановления (ремонт, ликвидация аварии, осложнения) технически невыполнимы или экономически нецелесообразны.

Восстанавливаемые скважины могут иметь несколько боковых стволов, эксплуатируемых отдельно во времени или одновременно.

Технологический процесс строительства бокового ствола включает в себя следующие этапы:

- а) подготовительные работы;
- б) установка клинового отклонителя;
- в) вырезание щелевидного «окна» или фрезерования участка обсадной колонны расчетной длины;
- г) забуривание ствола;
- д) бурение ствола в заданном направлении;
- е) крепление бокового ствола;
- ж) углубление ствола ниже колонны спущенной в кровлю продуктивного горизонта без последующего крепления вскрытого участка в продуктивной толще (если предусматривается рабочим проектом).

з) освоение скважины.

Для обеспечения соблюдения технологического процесса подрядчик составляет соответствующий «План работ по бурению бокового ствола», с указанием последовательности всех операций, перечнем необходимого оборудования, технических устройств и приспособлений, ответственных исполнителей, сроков исполнения и т.д. составляет подрядчик. План работ утверждает главный инженер предприятия-подрядчика.

## **12.2 Технологии вырезания щелевидного «окна» и части обсадной колонны**

### **Выбор технологии вырезания обсадной колонны**

Боковой ствол из обсаженной скважины забуривают по двум схемам:

- при помощи клинового отклонителя через щелевидное «окно» в обсадной колонне;
- с цементного моста при помощи забойного двигателя в интервале удаленного участка обсадной колонны.

Выбор схемы забуривания бокового ствола производится исходя из следующих условий:

- прочностных характеристик обсадной колонны;
- конструкции скважины (наличие в интервале забуривания одинарной или двойной крепи);
- угловых параметров существующего ствола и направления бокового ствола относительно существующего;
- состояния (качества) цементного кольца за обсадной колонной;
- наличия технических средств для удаления части обсадной колонны или вырезания щелевидного «окна».

Технология вырезания щелевидного «окна» применяется когда:

- в интервале забуривания бокового ствола имеется двойная крепь;
- за обсадной колонной имеется качественное цементное кольцо;
- зенитный угол в интервале вырезания более  $20^\circ$  и направление бокового ствола относительно существующего изменяется до  $120^\circ$ .

Технология вырезания части обсадной колонны для забуривания бокового ствола применяется когда:

- в интервале забуривания бокового ствола имеется одинарная крепь;
- зенитный угол в интервале забуривания менее  $20^\circ$  и направление бокового ствола относительно существующего изменяется до  $180^\circ$  (с переходом траектории через  $0^\circ$  по зенитному углу).

В интервале удаленного участка обсадной колонны зарезка бокового ствола возможна с применением клинового отклонителя.

## Технология вырезания щелевидного «окна» в обсадной колонне

Вырезание «окна» в обсадной колонне с клинового отклонителя выполняется наборами фрезеров различных конструкций и различных фирм-изготовителей.

При выбранной модификации клина-отклонителя длина вырезки «окна» определяется по формуле:

$$l_0 = l_k + (3 \div 4 м) \quad (12.1)$$

где  $l_0$  – длина вырезки «окна», м  $l_k$  – длина лицевой части клинового отклонителя, м.

При применении клиньев-отклонителей с одинаковым углом скоса следует учитывать, что:

- при использовании плоского клина, по сравнению с желобообразным, наибольшая возможная длина «окна» может быть увеличена на 350 ÷ 380 мм;

- при применении желобообразного клина моменты на разворот его и энергетические затраты на истирание в скважине увеличиваются;

- при уменьшении угла скоса клина с 2,5° до 1,5° максимальная длина «окна» увеличивается в 1,5 раза.

Подготовка систем для фрезерования «окна» в обсадной колонне должна производиться на БПО перед отправкой их на скважину.

Перед спуском клина-отклонителя проводятся следующие операции:

- 1) Очистка бурильных труб и УБТ от металлической окалины и ржавчины, с шаблонировкой их (БТØ73 мм шаблоном Ø47 мм, БТØ89 мм шаблоном Ø60 мм). Проверка меры инструмента;

- 2) Доставка на скважину 10 м<sup>3</sup> высоковязкой пасты ( $T=200$  с) для обеспечения вымывания крупной фракции продуктов вырезания «окна» в эксплуатационной колонне или в двойной крепи.

- 3) Проверка возможности свободного спуска используемых типоразмеров клиновых отклонителей к месту их установки в скважине с помощью имеющегося ряда шаблонов, размеры которых подобраны для соответствующих диаметров обсадных колонн.

- 4) Удаление со стенок обсадных труб цементной корки и парафинистых отложений в интервале установки клинового отклонителя специальным скребком, со скоростью не более 1 м за 5 мин;

5) Перевод скважины на раствор с параметрами по вязкости не менее 50-60 с, СНС  $1/10 - 25/45$  мг/см<sup>2</sup> и обратная промывка ствола до выхода раствора на устье;

В зависимости от модификации систем для вырезания «окна» работы по спуску и фрезерованию могут выполняться за два или один рейс.

Спуск клинового отклонителя может быть выполнен ориентированно или неориентированно.

Для ориентирования клинового отклонителя в компоновку необходимо включать телеметрическую систему, соответствующую диаметру отклонителя. Перед креплением клинового отклонителя в скважине выполняется его ориентирование в заданном направлении.

После сборки на скважине компоновки инструмента с системой для фрезерования «окна» необходимо произвести измерение габаритов клинового отклонителя и его элементов (расстояния от верхнего торца клина до крепления набора фрезеров, диаметров клинового отклонителя и набора фрезеров, длины корпуса, длины среза клина, длины и диаметров всех элементов). На основе измерений составить эскизы компоновки. Произвести докрепление всех резьбовых соединений компоновки фрезеров с помощью гидравлических и машинных ключей.

Спуск компоновки с системой для фрезерования должен производиться со скоростью 1 свеча за 1,5 минуты на глубину с отметкой на 5-7 м выше верхнего уровня цементного моста. В процессе спуска следует избегать резких остановок, соблюдать осторожность при прохождении мест стыковки составных колонн разного диаметра, не прикладывать вращающего момента во избежание срезки болта. Бурильные трубы должны подбираться с таким расчетом, чтобы заход ведущей трубы в ротор был в пределах 2-3 м.

В случае совмещения операций по установке клинового отклонителя и вырезанию «окна» в совместной компоновке для фрезерования обсадной колонны, скорость спуска их до искусственного забоя ограничить до 0,25 м/с, не допуская посадок и резких срывов.

Перед началом вырезания «окна» выполнить следующие измерения и операции с записью их в буровом журнале:

– вес инструмента по индикатору веса при подъеме и спуске при свободном вращении;



- величину момента вращения;
- давление на насосе;
- производительность насоса во время промывки.

При фрезеровании роторным способом первого метра эксплуатационной колонны необходимо соблюдать следующие основные параметры:

- осевая нагрузка - с навеса до 5 кН;
- число оборотов ротора –  $0,5-0,67 \text{ с}^{-1}$
- производительность насоса –  $0,010-0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Дальнейшее вырезание «окна» производить при режимах фрезерования рекомендуемых фирмами-изготовителями инструмента.

Реологические параметры бурового раствора должны обеспечивать полный вынос металлического шлама.

В процессе циркуляции бурового раствора и после его очистки через вибросита и гидроциклон, производить замер его параметров и показателя содержания твердых примесей (песка). Процентное содержание твердых примесей не должно превышать более 1%.

Для предотвращения скапливания на забое металлической стружки режим промывки должен обеспечивать скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не менее  $0,8 \div 1,0 \text{ м/с}$ .

При фрезеровании не допускается превышение рекомендуемых осевых нагрузок, что может обусловить преждевременный выход системы фрезерования из колонны, а также опасность смещения клина как в вертикальном, так и в радиальном направлениях, что приведет к потере «окна».

Во избежание получения укороченного «окна» над комплектом фрезеров необходимо устанавливать УБТ с более высокой жесткостью, чем у элементов КНБК.

В процессе вырезания «окна» необходимо контролировать вынос металлической стружки, собираемой в желобе с помощью магнитов, и скорость резания обсадной колонны. При неполном выносе стружки (определяется взвешиванием), периодически производить промывку скважины с закачкой  $2 - 5 \text{ м}^3$  пасты с условной вязкостью  $T = 180 - 200 \text{ с}$ .

В случае снижения скорости резания произвести промывку скважины с закачкой высоковязкой пасты в объеме  $3 - 4 \text{ м}^3$ , после чего поднять инструмент для определения износа вырезающего инструмента.

При износе фрезеров произвести их замену и продолжить работы по вырезанию «окна».

После вырезания окна последней компоновкой с фрезерами производится бурение ствола на глубину 3-4 м ниже клинового отклонителя. Интервал работы данной компоновкой проработать 5-10 раз.

Проверить неоднократно прохождение инструмента вверх и вниз в «окне» без промывки и вращения. Перемещение должно осуществляться без посадок и затяжек.

Промыть забой до прекращения выхода металлической стружки. По окончанию промывки прокачать 2-5 м<sup>3</sup> высоковязкой глинистой пасты.

Технологические операции, режимы фрезерования и промывки при вырезании «окна» через две обсадные колонны, в основном, не отличаются от технологии вырезания «окна» через одну обсадную колонну. Некоторые различия в технологии при вырезании «окна» в двойной крепи заключаются в большем объеме резки металла, что отражается на более интенсивном износе фрезеров, как при вырезании «окна», так и при его обработке.

Прохождение «окна» в двойной крепи различными КНБК должно производиться на пониженных скоростях и с особой осторожностью.

При получении посадок или затяжек инструмента во время прохождения «окна» в двойной крепи инструмент должен быть извлечен из скважины, а «окно» обработано сборкой фрезеров до состояния при котором данная КНБК без промывки и вращения свободно, без посадок проходит через «окно».

### **Условия выбора техники и технологии для забуривания бокового ствола**

Технические средства, компоновка низа бурильной колонны (КНБК) и технология забуривания бокового ствола выбираются в зависимости от категории и конструкции скважины, проектной траектории и технологии вырезания обсадной колонны.

С целью обеспечения контроля процесса забуривания бокового ствола по шламу, буровой раствор заменяется на новый или тщательно очищается до начала производства работ.

Если фрезерование обсадной колонны производилось на технической воде, то переход с воды на буровой раствор

осуществляется через колонну бурильных труб с воронкой, спущенных в скважину до забоя.

### **Забуривание бокового ствола с использованием клинового отклонителя**

Забуривание бокового ствола после вырезания «окна» в обсадной колонне с использованием клинового отклонителя производится в следующем порядке:

Перед забуриванием бокового ствола довести параметры бурового раствора до требуемых в геолого-техническом наряде (ГТН).

Забуривание бокового ствола выполнять роторным способом компоновкой, включающей: Долото; удлинитель (БТØ89 мм) – 0,6÷0,8м; УБТ соответствующего диаметра и длиной, обеспечивающей осевую нагрузку до 30 кН; БТ.

Спустить инструмент в скважину. За 5÷10 м до «окна» включить циркуляцию и с вращением ротора со скоростью подачи инструмента не более 0,1 м/с прошаблонировать «окно».

В случае «подклинивания» долота извлечь инструмент из скважины для смены КНБК.

Для обработки «окна», расширения его и снятия неровностей с его кромок необходимо произвести сборку и спуск КНБК со сборкой фрезеров (оконный, колонный, арбузообразный), УБТ, БТ.

Обработку «окна» производить со следующими режимами:

- осевая нагрузка с навеса до 30 кН;
- число оборотов ротора 0,83-1,33 с<sup>-1</sup>;
- производительность насоса 0,012-0,014 м<sup>3</sup>/с.

Проработку интервала вырезанного «окна» для последующего забуривания бокового ствола необходимо произвести до свободного прохождения компоновки 5-10 раз (вращение с промывкой на циркуляцию, без вращения с промывкой на циркуляцию, без вращения и без промывки на циркуляцию). Контроль за проработкой осуществлять с помощью роторного моментомера.

При свободном прохождении долота через «окно» в колонне и после углубления бокового ствола в горную породу на 30÷50 м (при бурении долотами диаметром 114,3÷139,7 мм) или на 30÷70 м (при бурении долотами диаметром 165,1мм и более), скважину промыть в течение 1,5 циклов.

После извлечения из скважины бурильного инструмента

проводится инклинометрия и профилометрия бокового ствола.

По результатам выполненных геофизических исследований принимается решение о дальнейшем порядке проведения работ.

### **Забуривание бокового ствола с цементного моста**

Забуривание бокового ствола с цементного моста на участке разрушенной обсадной колонны производится в следующем порядке:

Выбурить роторным способом зумпф в установленном цементном мосте до необходимой глубины зарезки бокового ствола, определенной в ГТН (на 2-3 м ниже верхней отметки вырезанного участка обсадной колонны) следующей КНБК:

В обсадной колонне диаметром 168 мм:

– долото диаметром 139,7 мм; УБТ 89–121 мм (18 м); бурильные трубы 73x89 мм или 89 мм;

В обсадной колонне диаметром 146 мм:

– долото диаметром 120,6 мм; УБТ 89–108 мм (18 м); бурильные трубы 73x89 мм;

В обсадной колонне диаметром 140 мм:

– долото диаметром 114,3 мм; УБТ 89 мм (18 м); бурильные трубы 73 мм.

Поднять инструмент из скважины и сменить роторную компоновку на КНБК для ориентированного забуривания бокового ствола.

Перед забуриванием бокового ствола в конкретной скважине рекомендуется предварительно выбрать и обосновать угол перекоса переводника-отклонителя (ПО) забойного двигателя-отклонителя и КНБК в зависимости от твердости породы в интервале забуривания, прочности цементного камня и зенитного угла скважины.

Отклоняющую компоновку необходимо выбирать из расчета получения интенсивности искривления в интервале забуривания 2,0-2,5° на 10 м проходки.

В состав КНБК обязательно включается телеметрическая система, устанавливаемая непосредственно над винтовым забойным двигателем (ВЗД).

Рекомендуются следующие КНБК для забуривания бокового ствола с цементного моста, установленного в интервале разрушенного участка обсадной колонны:

В обсадной колонне диаметром 168 мм:

– зарезное долото диаметром 139,7 мм; ВЗД-отклонитель типа

ДГРЗ-127 с ПО  $0^{\circ} \div 3^{\circ}$ ; телесистема типа ГУОБИТ-108; бурильные трубы диаметром 73x89мм или 89мм.;

В обсадной колонне диаметром 146 мм:

– зарезное долото диаметром 120,6 мм; ВЗД - отклонитель типа ДРЗ-106 или ДР-95 с ПО  $0^{\circ} \div 2,5^{\circ}$ ; телесистема типа ГУОБИТ-95; бурильные трубы диаметром 73 мм;

В обсадной колонне диаметром 140 мм:

– зарезное долото диаметром 114,3 мм; ВЗД - отклонитель типа ДР-95М с ПО  $0^{\circ} \div 3^{\circ}$ ; телесистема типа ГУОБИТ-95; бурильные трубы диаметром 73 мм.

При работе с телесистемами ГУОБИТ-108 внутренний диаметр бурильного инструмента и КНБК должен быть не менее 50 мм, с телесистемой ГУОБИТ-95 не менее 46 мм.

После спуска выбранной КНБК до забоя выбуренного зумпфа в цементном мосте определяется положение отклонителя согласно показаниям телесистемы и далее производится его установка в проектное направление.

После установки положения отклонителя включаются буровые насосы и их расход доводится до рабочих значений, определенных ГТН.

При работающем двигателе-отклонителе на рабочем расходе буровых насосов приступают к формированию направленного бокового ствола скважины. Эта операция выполняется путем многократного (8-10 раз) «расхаживания» бурильной колонны без создания осевой нагрузки на долото (с «навеса»), с углублением разбуренного зумпфа в цементном мосте каждый раз на 0,25-0,3м. При этом интервал расхаживания должен быть не менее длины нижней секции двигателя-отклонителя.

В результате фрезерования стенки зумпфа цементного моста, долото направленно приближается и входит в горную породу, разрушая стенку ствола ранее пробуренной, восстанавливаемой скважины. По составу шлама на ситах очистной системы, определяется момент полного входа долота в горную породу. Отсутствие в шламе цементной фракции свидетельствует об успешном забурировании бокового ствола с цементного моста на участке разрушенной обсадной колонны восстанавливаемой скважины.

При наличии в шламе 30-50% выбуренной породы по отношению к цементу осевая нагрузка на долото не должна

превышать 10 кН. При количестве породы в шламе до 80-90% осевая нагрузка на долото увеличивается до 40-60 кН.

Углубление направленного ствола скважины в первом долблении должно быть не менее, чем на 5 -10 м ниже разрушенного участка обсадной колонны.

После достижения указанной глубины необходимо промыть скважину в течение 1 цикла и поднять инструмент для смены КНБК.

Исключив из КНБК долото, следует спустить инструмент на забой и проработать калибратором ствол скважины в интервале резки (первое долбление). После чего промыть скважину в течение 1 цикла и поднять инструмент для смены КНБК.

Собрать неориентированную КНБК с включением в нее долота и наддолотного калибратора (для увеличения интенсивности искривления между долотом и калибратором устанавливается удлинитель), спустить ее на забой и повторно проработать неориентированной КНБК пробуренный ствол скважины в интервале первого долбления. После чего углубить скважину на 30÷50 м при бурении долотами диаметром 114,3÷139,7 мм и на 30÷70 м при бурении долотами диаметром 165,1 мм и более.

После подъема неориентированной КНБК из скважины производится замер зенитного угла и азимута инклинометром через каждые 2 м, начиная от забоя.

При необходимости дальнейшего изменения угловых параметров ствола следует собрать и спустить ориентируемую КНБК с ПО 0°÷3°, в зависимости от требуемой интенсивности искривления ствола, с включением в КНБК наддолотного калибратора (при необходимости увеличения интенсивности искривления над долотом устанавливается удлинитель).

Забуривание бокового ствола считается законченным после направления ствола по проектной траектории.

В случае неудачного забуривания ствола устанавливается новый цементный мост в том же интервале и проводится повторное забуривание бокового ствола.

### **Технология бурения бокового ствола**

Технология бурения бокового ствола существенным образом не отличается от общепринятой технологии бурения глубоких скважин.

Некоторое отличие заключается в том, что приходится одновременно производить вскрытие верхнесоленосных и

продуктивных отложений, которые имеют разные значения пластового давления.

Продуктивные отложения имеют, как правило, низкое пластовое давление за счет выработки залежи и склонны к поглощению бурового раствора. При этом рекомендуется использовать сапропелевые буровые растворы, которые имеют меньшую плотность, чем растворы на глинистой основе. В случае возникновения в процессе бурения осложнений в виде поглощения бурового раствора, осыпей и обвалов стенок скважины, принимаются меры по их ликвидации.

Вскрытие продуктивного горизонта осуществляется двумя способами.

При отсутствии поглощения бурового раствора на соседних скважинах продуктивный горизонт вскрывается бицентричными долотами на облегченном смазочными добавками сапропелевом буровом растворе и обсадная колонна спускается до проектного забоя.

При наличии возможности поглощения бурового раствора обсадная колонна спускается, не доходя до кровли продуктивного горизонта. Буровой раствор заменяется на промывочную жидкость с меньшей плотностью. Продуктивный горизонт вскрывается открытым стволом, при этом вскрытие продуктивного горизонта осуществляется долотами типа PDC малого диаметра (83 мм и 92 мм).

Для обеспечения качественного крепления обсадных колонн в продуктивной части ствола скважины и разобщения пластов разработана новая технология бурения боковых стволов скважин, использующая бицентричные долота с обеспечением конфигурации ствола скважины, имеющей расширенные участки, чередующиеся с участками номинального диаметра.

Данная технология бурения и крепления решает две задачи:

- недопущение образования заколонных перетоков пластовых флюидов за счет повышения качества крепления;
- предотвращение возникновения дифференциальных прихватов в интервалах возможных поглощений бурового раствора.

Такая технология весьма актуальна при вскрытии двух и более горизонтов с различными значениями пластового давления. Анализ качества крепления скважин, пробуренных по такой технологии показывает, что на всех скважинах сцепление породы с обсадной колонной по данным АКЦ – хорошее.

Выбор способов бурения боковых стволов производится, исходя из проектной траектории бокового ствола и геологических условий. Выбранный способ бурения должен обеспечивать реализацию проектной траектории ствола скважины, безаварийное выполнение работ при значительных смещениях забоя скважины относительно устья, а также минимальную стоимость 1 м проходки в сравниваемых вариантах с различными сочетаниями выбранных способов бурения и типов долот.

Эффективность того или иного сочетания способа бурения и типа долота определяется расчетным путем, из условия получения минимума эксплуатационных затрат на 1 м проходки, используя для сравнения фактические показатели работы различных типов породоразрушающих инструментов при том или ином способе бурения по соседним скважинам. При этом стратиграфический разрез по скважине (особенно в соленосных отложениях) детально расчленяется на пачки по буримости с привязкой к глубинам проектируемой скважины.

Для минимизации износа обсадной колонны, из которой бурится боковой ствол, предпочтительно применение винтовых забойных двигателей. При этом на долоте устанавливают насадки с максимальным диаметром промывочных отверстий для реализации максимальной мощности на ВЗД.

Выбор оптимальных типов долот осуществляется поинтервально для каждой конкретной скважины на основе анализа промыслового материала по ранее пробуренным близлежащим скважинам, применительно к сходным геолого-техническим условиям.

Проектирование режимов бурения осуществляется на основе анализа фактического промыслового материала по пробуренным скважинам, а также рекомендаций по результатам испытаний и ранее проводимых исследований.

Проектирование режима промывки осуществляется из условий допустимой нагрузки на буровые насосы и обвязку буровой установки, а также реализации оптимальной гидравлической мощности на долоте для разрушения горных пород, очистки забоя и вооружения долота от выбуренной породы и обеспечения равномерной по стволу скважины транспортировки шлама на поверхность. При использовании ВЗД – обеспечения максимальной гидравлической мощности на ВЗД.



Основой для составления рабочего проекта и его реализации при выполнении буровых работ служит карта режимов бурения. В карте режимов бурения приводятся рекомендуемые типы долот, способы бурения, рациональные режимы бурения, промывки и параметры бурового раствора применительно к стратиграфическим горизонтам и литологическому составу пород.

6.13 Управление искривлением скважины является составной частью общей технологии бурения бокового ствола скважины и должно производиться в соответствии с рабочим проектом.

Выбор технических средств, целесообразности применения неориентируемых или ориентируемых КНБК и средств контроля за угловыми параметрами ствола скважины для реализации проектной траектории – с учетом фактических данных инклинометрии – осуществляет сервисная служба наклонно направленного бурения (ССННБ) предприятия- подрядчика. Непосредственно работы по направлению бокового ствола по заданной траектории так же выполняет ССННБ.

Тип КНБК выбирается в зависимости от функционального назначения отдельного интервала ствола, геологической характеристики разреза, и особенно от угла и направления падения горных пород. При этом необходимо учитывать следующие факторы:

- при бурении по восстанию горных пород наблюдается тенденция к увеличению зенитного угла;
- при бурении по падению горных пород – к уменьшению зенитного угла;
- при бурении пологозалегающих пород основное влияние на изменение искривления ствола оказывает тип КНБК.

С целью обеспечения систематического контроля за исполнением проектной траектории ствола скважины, инклинометрические замеры следует производить не реже, чем через 100 м проходки.

При планировании проходки для очередного рейса следует учитывать необходимость в инклинометрическом замере по его окончании. Если необходимость в инклинометрии существует, то в КНБК, непосредственно над ВЗД или центрирующим элементом следует включить немагнитные УБТ длиной не менее 16м.

По результатам проведенной инклинометрии, технологические службы предприятия - подрядчика совместно с проектным институтом обеспечивают построение фактической траектории и

передают результаты построения технологам предприятия - заказчика с целью принятия совместного решения о целесообразности дальнейшего применения выбранного типа КНБК.

### ТЕМА 13 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

**Крепление** — процесс укрепления стенок буровых скважин обсадными трубами и тампонажным раствором. Наиболее распространено крепление скважин последовательным спуском и цементированием направляющей колонны, кондуктора, промежуточной и эксплуатационных колонн. Промежуточная и эксплуатационная колонны могут быть спущены целиком, секциями и в виде потайных обсадных колонн, которые, как правило, входят в башмак предыдущей колонны и в процессе проводки скважины могут быть наращены до устья.

Спуск обсадных труб и цементирование скважин являются заключительными наиболее сложными и ответственными операциями при бурении скважин. От успешности цементирования зависят продолжительность и нормальная эксплуатация скважины, а если скважина разведочная, то и правильность оценки пласта и перспективности изучаемого месторождения.

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

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным), называется цементованием скважины или обсадной колонны; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня.

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны:

- 1) Разобщение пластов, их изоляции, т.е. образование в стволе безусадочного тампона, внутреннюю часть которого

составляет колонна обсадных труб. Важным условием является равномерная толщина цементного камня со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобращения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие.

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

3) Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

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

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

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

1) сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача и другие свойства;

2) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

3) режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве;

4) объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины;

5) качество и количество буферной жидкости;

6) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;

7) применение скребков;

- 8) центрирование колонны;
- 9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

В процессе цементирования необходимо следующее оборудование: цементировочные агрегаты, цементосмесители, осреднительная емкость, станция контроля процесса цементирования, блок манифольда и цементировочная головка.

**Цементировочный агрегат** предназначен для приготовления цементного раствора, закачки цементного раствора в обсадную колонну и прокачки цементного раствора, бурового раствора до кольца «Стоп».

Цементировочный агрегат состоит из следующих основных узлов: автомобиля, на котором вдоль оси шасси установлен цементировочный насос, приводимый от ходового двигателя через коробку отбора мощности. Насос имеет разветвленную приемную (всасывающую) линию, соединяющую его с мерным баком через задвижку и позволяющую осуществлять двусторонний забор цементировочного раствора. Нагнетательная линия высокого давления при помощи быстросъемных соединений легко присоединяется к заливочной головке, установленной на устье скважины. Основной и наиболее ответственной частью агрегата является цементировочный насос, с помощью которого закачивают цементировочный раствор и продавочную жидкость.

**Цементосмеситель** предназначен для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин.

**Осреднительная емкость** предназначена для выравнивания плотности и дегазации цементного раствора. Представляет собой также автомобиль, на шасси которого смонтированы осадительные бункеры.

**Станция контроля процесса цементирования** необходима для контроля за процессом цементирования, которая фиксирует показания количества закачиваемого цементного раствора и количества продавочной жидкости, а также изменение давления в процессе цементирования и окончания цементоза давлением «Стоп». Станция смонтирована на базе автомобиля.

**Блок манифольда** предназначен для обвязки всех агрегатов и цементировочной головки.

**Цементировочная головка** предназначена для герметизации устья скважины и присоединения к ней нагнетального трубопровода (блока манифольда) цементировочных агрегатов.

**Пробки разделительные продавочные** применяют при проведении цементировочных (тампонажных) работ в скважине и предназначены:

- нижняя пробка - для очищения внутренней поверхности колонны обсадных труб от глинистой корки, разделения и предотвращения смешивания в ней цементного (тампонажного) раствора и прокачиваемой впереди буферной жидкости;

- верхняя пробка – традиционно применяемая - необходима для получения скачка давления «Стоп», сигнализирующего об окончании процесса цементирования и для предотвращения смешивания и разделения цементного (тампонажного) раствора и продавочной жидкости (буровой раствор), прокачиваемых в колонне обсадных труб.

Пробки очищают внутреннюю поверхность обсадных труб от остатков бурового или цементного (тампонажного) раствора.

#### **Способы цементирования.**

Различают следующие способы:

- одноступенчатое
- двухступенчатое
- манжетное
- обратное
- вторичное
- через заливочные трубы

Цементирование осуществляется следующим образом (рис.13.1).

Через нижний отвод цементировочной головки в обсадную колонну закачивается буферная жидкость. При выходе тампонажного раствора в заколонное пространство буфер не позволяет цементу перемешиваться с промывочным раствором и таким образом предохраняет его от порчи, а также очищает стенки скважины от глинистой корки.

Вывинчивают стопор, удерживающий нижнюю пробку, и поверх нее в головку цементировочными насосами закачивают тампонажный раствор, который готовят с помощью специальных смесительных машин, установленных поблизости от скважины.

Тампонажный раствор проталкивает нижнюю пробку по обсадной колонне.

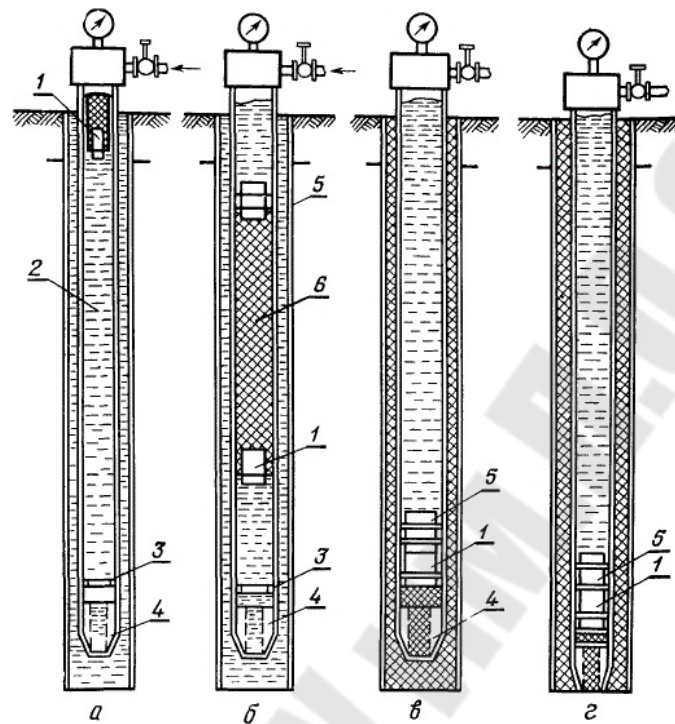


Рис.13.1. Схема одноступенчатого цементирования: а – скважина заполнена промывочной жидкостью 2, в колонну введена нижняя пробка 1, начинается закачка цементного раствора в колонну; б – после закачки требуемого цементного раствора 6 устанавливается верхняя пробка 5, цементный раствор продавливается до стоп кольца 3; в – цементный раствор выдавлен в затрубное пространство; г – обсадные трубы 4 опущены на забой.

После закачки в обсадную колонну тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения заданного интервала за колонного пространства скважины и участка колонны ниже стопорного кольца, закрывают краны на нижних боковых отводах головки и вывинчивают стопор, удерживающий верхнюю разделительную пробку.

После того, как верхняя пробка войдет в обсадную колонну, вновь открывают краны на нижних боковых отводах головки и через них закачивают продавочную жидкость. В качестве продавочной обычно используют промывочную жидкость, которой была заполнена скважина либо воду. Нижняя пробка, дойдя до упорного кольца в колонне, останавливается.

Так как нагнетание жидкости в колонну продолжается, давление в ней после остановки нижней пробки быстро растет. Под воздействием разности давлений над пробкой и под ней мембрана в пробке разрушается и тампонажный раствор через проходной канал в пробке и отверстие в башмаке и башмачном патрубке вытесняется в заколонное пространство скважины.

Плотность тампонажного раствора в большинстве случаев больше, чем промывочной жидкости в скважине. Поэтому в процессе закачки цементного раствора, до его выхода в КП, давление в цементирующей головке будет понижаться и может дойти до нуля.

Во избежание этого рекомендуется закачку цемента осуществлять с противодавлением на устье.

С момента начала вытеснения тампонажного раствора в заколонное пространство давление в цементирующей головке и в насосах увеличивается по мере продвижения верхней пробки вниз по колонне.

После посадки верхней пробки на нижнюю давление в колонне резко возрастает. Это служит сигналом для прекращения нагнетания продажной жидкости в колонну - краны на головке закрывают, насосы останавливают, а скважину оставляют в покое на период твердения (ОЗЦ) тампонажного раствора.

Пробки и сигнальное кольцо изготовляют из легко разрушаемого материала. Нижняя пробка служит для предотвращения перемешивания тампонажного раствора с буферной жидкостью при движении по обсадной колонне и для сдирания пленки промывочной жидкости с внутренней поверхности труб. Верхняя пробка предотвращает перемешивание тампонажного раствора с продажной жидкостью.

После ОЗЦ и разбуривания излишнего цемента эксплуатационная колонна подвергается испытанию на герметичность двумя способами – избыточным давлением и снижением уровня в скважине.

Избыточное давление  $200 \text{ кгс/см}^2$  на воде. Величина депрессии не менее  $100 \text{ кгс/см}^2$  (при снижении уровня до 1000 м). Колонна считается герметичной, если при испытании избыточным давлением оно снизилось в течение 30 минут на величину не более  $5 \text{ кгс/см}^2$ , а при снижении уровня в течение 8 часов уровень поднимается не выше 2 м. В отдельных случаях величина избыточного давления и глубина

снижения уровня могут быть изменены по согласованию с технологическими службами.

Верхняя часть эксплуатационной колонны оборудуется устройствами, позволяющими нормально эксплуатировать скважину. Для фонтанных и нагнетательных скважин на устье монтируют фонтанные арматуры. Выбор типа колонной головки и фонтанной арматуры производят по величине ожидаемого устьевого давления и планируемого дебита.

Фонтанная арматура монтируется так, чтобы был свободный доступ к любой из ее задвижек. Выкидные линии, идущие от фонтанной арматуры к амбару, неужеленные в траншею, должны быть закреплены с помощью анкеров. На фонтанной арматуре устанавливают два манометра: на буфере фонтанной елки и затрубном пространстве. На выкидных линиях монтируется кран высокого давления для отбора проб.

#### **ТЕМА 14. ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН**

Испытание объектов в разведочных и эксплуатационных скважинах производится силами буровой бригады, осуществляющей проводку скважины. Вторые и последующие объекты испытывают специализированные бригады, если таковые имеются в структуре буровой организации.

Руководство работами по испытанию скважин осуществляется через технологические группы по испытанию, имеющиеся в управлениях буровых работ, или технологом, назначенным ответственным за проведение работ.

Планы работ на испытание и отдельные технологические операции составляют технологический и геологический отделы.

Планы работ на испытание объектов в разведочных, добывающих и нагнетательных скважинах утверждаются главным инженером и главным геологом организации, ведущей работы по испытанию скважин после согласования с НГДУ. В планах работ на испытание должна выдерживаться следующая очередность выполнения операций:

- перфорация;
- замена на воду;
- соляно-кислотная ванна;
- определение приемистости;



При приемистости свыше 50 м<sup>3</sup>/сут.:

- кислотная обработка;
- вызов притока путем снижения уровня;
- исследование притока;

При приемистости ниже 50 м<sup>3</sup>/сут.:

- возбуждение пласта методом переменных давлений;
- гидроразрыв пласта;
- соляно-кислотная обработка;
- вызов притока;
- исследование притока.

В случае, если после выполнения всех работ, включенных в план, возникает необходимость продолжить работы по испытанию скважины, составляется дополнительный план.

### **Вскрытие продуктивных горизонтов**

Выбор способа вскрытия продуктивного пласта зависит от величины пластового давления, устойчивости пород продуктивного пласта, насыщенности пласта углеводородами, проницаемости пласта и других причин. При этом должны выполняться требования по предотвращению открытого фонтанирования; кольматации продуктивного пласта шламом, твердой фазой и фильтратом буровых и тампонажных растворов; обеспечиваться интервалы вскрытия, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию и максимальный приток нефти или газа к скважине. Для выполнения этих требований едиными техническими правилами ведения работ при бурении скважин на нефть, газ или газоконденсат глубиной до 1200 м предусматривается превышение гидростатического давления над пластовым на 10-15 %, а при большей глубине на 5-10 %.

При вскрытии продуктивных пластов важное значение имеет качество буровых растворов. Твердая фаза буровых растворов способна уменьшать дренажные каналы в пласте, а жидкая фаза (вода) способствует набуханию глинистых минералов, уменьшающих пористость и проницаемость пласта. Кроме того, вода лучше смачивает частицы горных пород, чем углеводороды, и преграждает их движение к стволу скважины.

Вскрытие продуктивных пластов с нормальными и аномально высокими пластовыми давлениями в большинстве случаев производят на всю мощность пласта с последующим перекрытием обсадными колоннами и цементированием. Для соединения пласта с

внутренним пространством колонны (вторичное вскрытие) используют пулевые, кумулятивные или гидropескоструйные перфораторы.

Выбор перфораторов и режимов перфорации производят, исходя из следующих основных принципов:

– достижение необходимой гидродинамической связи с пластом, обеспечивающей приток жидкости из пласта с минимальными сопротивлениями;

– обеспечение условий, при которых без осложнений возможно проводить работы по испытанию и последующей эксплуатации скважин;

– осуществление процессов вскрытия пластов перфорацией при минимальных затратах труда, средств, материалов, оборудования и времени.

Используют пулевые, кумулятивные перфораторы, метод гидropескоструйной перфорации.

Вызов притока в скважине происходит следующим образом:

1. Поднять насосно-компрессорные трубы и произвести замену бурового раствора на воду.

Операции по замене бурового раствора на воду осуществляют с помощью цементируемых агрегатов.

2. Перед началом работ обвязку агрегатов опрессовать полуторократным ожидаемым давлением.

3. Трубопроводы, предназначенные на сброс, закрепить анкерами.

4. Замену бурового раствора на воду осуществить по схеме обратной промывки, (при которой значительно лучше условия выноса механических взвесей и сокращается время работы агрегатов при повышенных давлениях).

5. Закачку воды в скважину с целью замещения бурового раствора проводить до появления на устье чистой воды. Объем закачиваемой воды не менее 1,5 объемов колонны.

6. При отсутствии фонтанного притока после непродолжительной (20-30 мин.) остановки в затрубное пространство следует закачать воду в объеме НКТ плюс 1-2 м<sup>3</sup> и наблюдать за выходом "забойной" пачки. При наличии большого числа механических взвесей операции рекомендуется повторить.

7. При отсутствии фонтанного притока заменить воду на нефть тем же способом.

8. Наблюдая за притоком из скважины, периодически замерять дебит ее, при незначительных переливах – с помощью сосуда, объем которого выверен, а при значительных - в емкостях. Результаты замеров занести в вахтовой журнал.

### **Возбуждение пласта и интенсификация притока**

При первичном и вторичном вскрытии пласта искусственно могут быть созданы условия, при которых между продуктивной частью пласта и скважиной образуется буферная зона, непроницаемая для пластовых флюидов при перепадах, созданных при вызове притока. Эту зону необходимо сделать проницаемой.

Проницаемые каналы могут быть созданы за счет повышения и перепада давлений; разрушения зоны знакопеременными нагрузками или химическими средствами и создания новых каналов.

Для создания каналов для условий белорусских месторождений применяются солянокислотные ванны, совмещенные с операцией повышения перепада давлений (определение приемистости пласта); метод переменных давлений; солянокислотный разрыв пласта, воздействие на пласт с помощью струйных насосов.

Возбуждение пласта (преодоление сил сопротивления) осуществляют, используя метод переменных давлений (МПД), нагнетание в пласт под высоким давлением кислотного раствора, углеводородных жидкостей, растворителей. В случаях, когда при давлении на устье, близком к давлению опрессовки колонны, в пласт жидкость закачать не удастся, производят гидравлический или гидрокислотный разрыв пласта.

В случае, если отсутствует приемистость при проведении кислотной ванны, а снижением давления на забой скважины не удастся вызвать приток из скважины, приступают к возбуждению пласта методом переменных давлений (МПД).

Насосным агрегатом создают избыточное давление в затрубном пространстве до величины опрессовки колонны, затем агрегат останавливают и быстро открывают кран на трубках. После прекращения истечения жидкости кран закрывают и операцию повторяют. Закачка жидкости и ее стравливание составляют цикл. При МПД необходимо осуществить не менее 30 циклов, причем при каждом цикле замерять количество закачиваемой в скважину жидкости. Увеличение объема во времени указывает на наличие связи скважины с пластом.

## **Кислотная обработка**

Виды кислотных обработок:

- Соляно-кислотная ванна;
- Кислотная обработка (простая);
- Сульфатно-кислотная обработка;
- Многообъемная КО;
- Направленная кислотная обработка;
- Пенокислотная обработка;
- Циклическое воздействие на пласт струйными насосами (депрессия – репрессия);
- Комплексное воздействие на пласт.

Соляно-кислотная ванна применяется для очистки фильтра и призабойной зоны скважины от образований, полученных в процессе добычи нефти, ремонта скважин.

Кислотная обработка (простая) предназначена для увеличения проницаемости призабойной зоны за счет растворения карбонатных разностей пород, железистых и других включений, увеличения просветности каналов фильтрации.

Сульфатно-кислотная обработка предназначена для глубинного воздействия на пласт до 10 – 15 метров. Ее следует включать перед СКО.

Многообъемная КО предназначена для увеличения охвата пласта воздействием как по глубине так и по толщине.

Направленная КО и пенокислотная обработка предназначены для условий неоднородных по фильтрационным свойствам пропластков, когда в пределах интервала перфорации имеются как совершенные, так и несовершенные по степени вскрытия пропластки, в скважинах, где КО оказались малоэффективны.

Циклическое воздействие на пласт струйными насосами направлено на очистку призабойной зоны от продуктов буровых растворов, водной блокады и извлечения продуктов реакции.

Комплексное воздействие на пласт применяется там, где в процессе проведения нужно выполнить оперативное дренирование пласта после химической обработки.

## **Освоение скважины**

Скважина, законченная испытанием, если в ней получен промышленный приток нефти или газа, а также, если она

предназначена для использования в качестве нагнетания, подлежит освоению.

Объем работ по освоению зависит от способа эксплуатации. Фонтанная скважина подключается к замерно-трапным установкам, оборудуется площадкой для проведения исследовательских работ. Скважина, эксплуатируемая механизированным способом, подключается к трубопроводу и обеспечивается наземным и подземным оборудованием. Оборудование выбирают в зависимости от величины ожидаемого дебита.

Перед стаскиванием (демонтажем) бурового оборудования в скважину, как правило, закачивают жидкость, давление гидростатического столба которой равно или превышает пластовое. Поэтому при освоении скважины приходится повторно вызывать приток из пласта. В связи с этим при глушении скважины следует использовать жидкости, не ухудшающие проницаемость, имеющуюся после испытания.

Вытеснение жидкости глушения в фонтанной скважине осуществляется одним из методов снижения забойного давления. В насосных скважинах раствор, содержащий твердые частицы, следует заменить на рассол или пластовую воду до спуска насоса.

С целью сокращения промежутка времени между испытанием и вводом скважины в эксплуатацию, снижения затрат на освоение и получение дополнительной добычи продукции время испытания и освоения скважин следует совмещать.

Законченная испытанием нефтяная скважина передается нефтегазодобывающему управлению (НГДУ) для эксплуатации в следующем порядке:

– по окончании работ, предусмотренных проектом строительства данной скважины, подрядчик (УБР) в пятидневный срок представляет НГДУ акт передачи и исполнительную документацию на скважину;

– одновременно законченную строительством скважину подрядчик предъявляет комиссии НГДУ, в работе которой принимают участие представители Госгортехнадзора, санэпидемстанции, охраны природы и военизированного инженерного отряда. НГДУ обязано в пятидневный срок рассмотреть представленную документацию и при отсутствии претензий по вопросам соблюдения проектных решений, качества выполненных работ, охраны окружающей среды в процессе бурения и освоения

принять скважину на баланс основной деятельности с момента окончания строительства скважины. Разногласия по приемке скважин между НГДУ и УБР рассматриваются комиссией, назначенной приказом по объединению.

До сдачи скважины в эксплуатацию все буровое оборудование должно быть демонтировано и размещено на трассе перетаскивания или в одном месте (отведенной под скважину территории). При этом оборудование не должно находиться на выкидной линии и в охранной зоне линии электропередач, а ремонтная установка от устья скважины не ближе установленного правилами расстояния (высота вышки плюс 10 м).

Вокруг устья скважины подрядчик (УБР) оборудует прискважинную площадку размером 60х60 м (0,36 га), предназначенную для проведения работ на скважине в течение всего периода ее эксплуатации. Площадка, предъявляемая к сдаче вместе со скважиной, должна быть спланирована, освобождена от металлолома и хлама, иметь подъездной путь. В отдельных случаях по договоренности с НГДУ сооружение площадки может быть выполнено после сдачи скважины в эксплуатацию.

На принятой от подрядчика скважине НГДУ в течение установленного срока обустривает устье и прискважинную площадку в соответствии с утвержденными «Типовыми проектами для каждого способа эксплуатации».

## ЛИТЕРАТУРА

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых АН., Межлумов АО., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. - М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2003. - 494 с.
2. Асадчев А.С. Применение секционных керноприемных устройств при бурении с отбором керна турбинным способом //Разработка и совершенствование рациональной технологии строительства разведочных скважин на нефть и газ: сб. науч. тр. / БелНИГРИ .- Минск, 1991.- С. 30-36.
3. Асадчев А.С. Разработка технологии бурения глубоких скважин гидравлическими забойными двигателями в условиях соленосных отложений. Автореф. канд.дис.– М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2012,- 24 с.
4. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2т.– М.: ООО «ИРЦ Газпром».-2007.-Т.2. Винтовые забойные двигатели.– 470 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 632 с.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин". - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 450 с.
7. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 1007 с.
8. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра– Бизнесцентр» 2002. - 255 с.: ил.
9. Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. Конструкции и характеристики современных турбобуров.- М.: ВНИИОЭНГ, 1986.- 52 с.
10. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
11. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. Для вузов. – М.: «Недра», 1998, 600 с.: ил.
12. Особенности и пути совершенствования технологии бурения открытых окончаний боковых стволов на нефтяных месторождениях

Припятского прогиба /А.С.Асадчев, Д.В.Порошин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море /ВНИИОЭНГ.- М., 2009.- №8.- С.10 -14.

13. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. Изд. 2-е, перераб. И доп. М,: «Недра»,1973.312 с.

14. Симонянц С.Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями. Учебное пособие.– Н.Новгород, изд-во «Вектор ТиС», 2007.–160 с.

15. Тренажер-имитатор бурения АМТ-221./Матвеевко Д.С., Климович А.В., Бабец М.А.: Метод. пособие для студентов специальности 1-51 02 01-04 в 2-х частях. БНТУ – Минск., 2013. – 202 с.



## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Тема 1 Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений	5
Тема 2 Характеристики горных пород, влияющие на процесс бурения	8
Тема 3 Общие понятия о строительстве скважин	17
3.1 Этапы сооружения скважин	20
Тема 4 Способы бурения нефтяных и газовых скважин	22
4.1 Классификация способов бурения скважин	22
Тема 5 Буровые установки и буровое оборудование	24
5.1 Общие сведения	24
5.2 Состав и монтаж оборудования для сооружения скважины	26
5.3 Параметры и классификация буровых установок	31
5.4 Оборудование буровых установок	33
Тема 6 Бурильная колонна	41
6.1 Состав бурильной колонны	41
Тема 7 Буровое долото и керноотборный инструмент	53
7.1 Конструктивные особенности буровых долот	57
Тема 8 Забойные двигатели	73
Тема 9 Влияние параметров режима бурения на показатели работы и износ долот	78
Тема 10 Бурение наклонно-направленных скважин	81
Тема 11 Осложнения и аварии при бурении скважин	88
Тема 12 Зарезка и бурение боковых стволов восстанавливаемых скважин	92
12.1 Общие положения и требования при строительстве боковых стволов	93
12.2 Технологии вырезания щелевидного «окна» и части обсадной колонны	94
Тема 13 Крепление скважин	106
Тема 14 Освоение и испытания скважин	112
Литература	119

**Асадчев Анатолий Семенович**

# **ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**Пособие  
по одноименному курсу  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Подписано в печать 27.10.17.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 7,21. Уч.-изд. л. 7,53.

Изд. № 25.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.