



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**А. С. Асадчев**

# **ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**ПОСОБИЕ**

**по одноименной дисциплине  
для студентов специальности**

**1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

**Гомель 2018**

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73  
А90

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация  
нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 11 от 28.04.2017 г.)*

Рецензент: заведующий лабораторией технологии бурения и восстановления скважин БелНИПИнефть *В. В. Пологеевко*

- Асадчев, А. С.**  
А90      Технология бурения нефтяных и газовых скважин : пособие по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / А. С. Асадчев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 481 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 общие вопросы поиска и разведки нефтегазовых месторождений. Уделено особое 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.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2018

## ВВЕДЕНИЕ

**Технология бурения нефтяных и газовых скважин** – дисциплина, определяющая профиль 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, 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

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 и технологических операциях для разрушения горных пород и проходки ствола скважины, и заканчивая процессами вскрытия и опробования продуктивных горизонтов, крепления скважин обсадными колоннами и разобщения пластов тампонажными материалами, освоения и испытания скважин.

Также в курсе лекций рассмотрена классификация и основные конструктивные решения буровых установок и комплектующего их оборудования, в том числе устьевого и противовыбросового.

## **ТЕМА 1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ОСОБЕННОСТЯМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

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

Предполагают, что Земля состоит: из ядра в интервале глубин 2900-6380 км и нескольких различных по свойствам оболочек: мантии – до глубины 2900 км и расположенной над ней литосферы толщиной 50 –70 км, выше которой находятся водная оболочка – гидросфера, а над ней – газовая оболочка – атмосфера.

Литосфера сложена горными породами, основу которых составляют различные минералы, возникшие в результате происходивших во время их образования физико-химических процессов.

### **1.1 Классификация горных пород**

**Горная порода** представляет собой минеральный агрегат определенного состава и строения, сформировавшийся в результате геологических процессов и залегающий в земной коре.

**Минералы – это природные вещества**, приблизительно однородные по химическому составу и физическим свойствам, являющиеся продуктами физико-химических процессов, происходивших в земной коре во время их образования.

**Горные породы – это агрегаты минералов** более или менее однородного состава, образующие самостоятельные геологические тела.

**Классифицировать горные породы** можно следующим образом:

#### **1) по происхождению:**

а) магматические (изверженные) – кристаллические горные породы, образовавшиеся в результате застывания расплавленного вещества (магмы);

б) осадочные - породы, составленные из мельчайших кусочков различных минералов, часто сцементированных между собой,

содержащих остатки животных и растительных организмов, осажденных на дне водных бассейнов или на поверхности материков с образованием слоев и пластов;

в) метаморфические (видоизмененные) – это вторично переплавленные осадочные и изверженные горные породы в результате погружения их в расплавленную часть Земли (кварциты, мраморы, сланцы, гнейсы).

**2) по способу образования** осадочные горные породы подразделяются на четыре группы:

а) обломочные: рыхлые (галечник, гравий; щебень, дресва; пески; алевриты, супеси, суглинки, лёсс); сцементированные (гравелит, брекчия; песчаники; алевролиты, каменный лёсс); тонкообломочные (глины и аргиллиты);

б) органогенные;

- карбонатные (известняки органического происхождения, мел);

в) хемогенные:

- карбонатные (известняки химического происхождения, известковые туфы- травертины, доломиты, сидериты);

- кремнистые (кремнистые туфы);

- железистые (бурый железняк);

- галоидные (каменная соль, сильвинит);

- сульфатные (ангидрит, гипс);

- аллитные (литерит, боксит);

- фосфатные (фосфориты);

- каустобиолиты (торф, ископаемый уголь, нефть, асфальт, горючие сланцы, газ).

г) смешанного происхождения:

- известковые песчаники;

- песчаные известняки;

- мергели;

- опоки.

**3) по способу накопления в земной коре**:

а) механические осадки;

б) горные породы химического происхождения;

в) горные породы смешанного происхождения.

**Механические осадки** – образовались в результате накопительных процессов солнечно-ветро-водяного разрушения и переноса осадков магматических пород (валуны, галечник, гравий).

**Породы химического происхождения** (и некоторые причисляемые к осадочным породам) – образовались путем химических реакций и накопления на земной поверхности сложных солей (каменная соль, сильвинит, ангидрид, гипс).

**Породы смешанного происхождения** включают в себя обломочный материал, вещества органического и химического происхождения (известняки, мел, глины, мергели, пески, песчаники, опоки).

**Основными минералами**, участвующими в сложении нефтяных и газовых залежей, являются минералы алюмосиликатной, карбонатной, сульфатной и глинистой групп. Из алюмосиликатов наибольшее место принадлежит полевым шпатам, железисто-магнезиальным силикатам и слюдам. Главными карбонатными породообразующими минералами являются кальцит и доломит. Среди сульфатных минералов наиболее распространены ангидрит и гипс. Группа хлоридов в основном представлена каменной солью (галитом). Глинистые минералы в основном встречаются в виде каолинита и монтмориллонита.

## **1.2 Осадочные горные породы, ловушки углеводородов, нефтегазовые залежи и месторождения**

Основной признак осадочных горных пород - их слоистость, т.е. накопление в виде более или менее однородных слоев (пластов). Поверхность, ограничивающую пласт сверху, называют кровлей, а поверхность, ограничивающую пласт снизу, – подошвой.

Кровля нижележащего пласта является одновременно подошвой вышележащего, а подошва вышележащего - кровлей нижележащего. Первично образовавшиеся пласты залежали почти горизонтально, но в результате последующей деформации земной коры форма залегания часто изменялась до существенно наклонной или даже вертикальной.

Различают складки в виде синклинали, антиклинали (см. рис. 1.1 а) и моноклинали (рис. 1.1б).

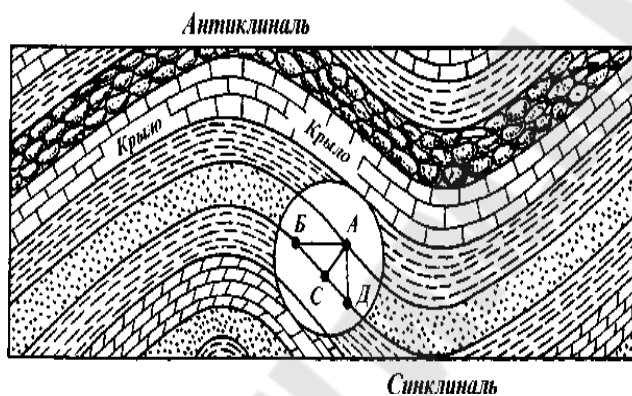
**Синклиналь** - это складка, обращенная выпуклостью вниз к центру Земли, в ядре которой более «молодые» породы, чем по краям.

**Антиклиналь** - это складка, обращенная выпуклостью к поверхности Земли, в ядре которой находятся более древние породы. Последовательно расположенные антиклиналь и синклиналь образуют полную складку.

Пласт характеризуется мощностью и углом падения в данной точке в конкретном направлении (рис. 1.1). Различают истинную (кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой), горизонтальную (расстояние между кровлей и подошвой по горизонтали) и вертикальную (расстояние между кровлей и подошвой по вертикали) мощности пластов.

Тектонические движения земной коры привели к образованию складок пластов, их разрывам, разломам и смещениям по плоскостям нарушений.

а)



б)



Рис.1.1. Типы складок и мощность пластов осадочных пород: а) антиклиналь и синклиналь; АБ – горизонтальная мощность пласта; АД – вертикальная мощность; АС – истинная мощность пласта б) моноклиналь

Синклиналь и антиклиналь имеют крылья - боковые части складки, замок - линия перегиба складки (у антиклинали называется седлом, а у синклинали - мутьдой). Угол между крыльями называют углом складки. Если у складки только одно крыло, то ее называют моноклиной (см. рис. 1.1 б).

Разрывы земной коры также привели к возникновению разных структурных образований пластов. Если в процессе разрыва одна



часть пластов опустилась, а другая осталась на месте, такое образование называют сбросом (рис. 1.3, а).

Если же одна часть пластов поднялась, а другая осталась на месте, то это образование называют взбросом (рис. 1.3, б).

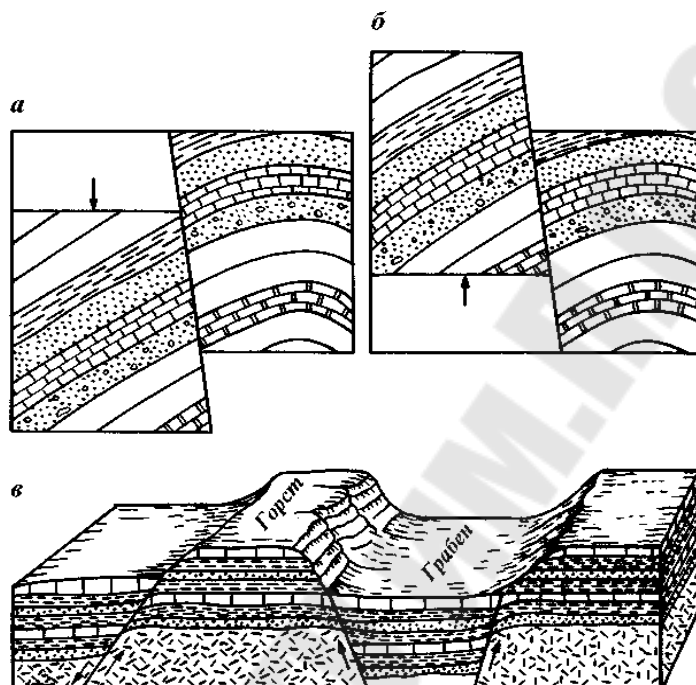


Рис.1.2. Виды тектонических нарушений с разрывами и сдвигами: а - сброс; б - взброс; в - тектонический разрыв антиклинальной складки

При разрушении антиклинали формируются так называемые горсты и грабены (рис. 1.3, в).

**Горст** – это поднятие одной части антиклинали над другой (неподвижными крыльями).

**Грабен** – это, наоборот, – опущение сводовой части складки по отношению к неподвижным крыльям.

Если при тектоническом разрыве возникает горизонтальное перемещение пластов, то такое образование называют сдвигом. Взброс при сдвиге образует так называемый надвиг.

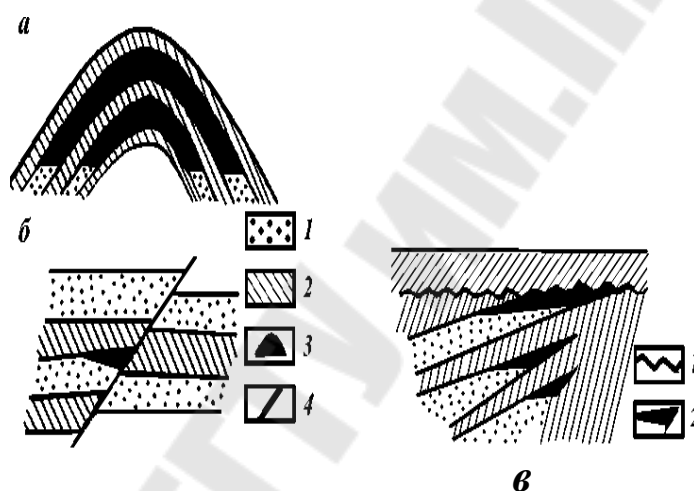
В природе существуют различные ловушки углеводородов, наиболее распространенные из них сводовые (рис.1.3а) и экранированные: структурного (рис.1.б) и неструктурного (рис 1.3в) типов.

**Сводовые ловушки** создаются в антиклинальных складках, если кровля и подошва коллектора экранированы практически

непроницаемыми горными породами (флюидоупорами). Попавшие в свод антиклинали путем миграции флюиды «запираются» в ней и естественно расслаиваются по плотности в поле тяготения Земли.

**Тектонически экранированными** называют ловушки, образованные в местах разрыва или разлома в результате сброса, взброса или надвига, когда из-за смещения пластов коллектор перекрывается непроницаемыми для флюида пластами по линии тектонического нарушения.

**Литологически экранированной** называют ловушку в наклонно расположенном коллекторе, сверху и по бокам гидроизолированной флюидоупорами.



*Рис.1.3.* Типы ловушек углеводородов: а) – ловушка сводового типа в антиклинальной складке; б) – тектонически экранированная ловушка; а; б – ловушки структурного типа: 1 - коллекторы; 2 - флюидоупоры; 3 - нефть; 4- тектонический разрыв с вертикальным смещением; в) – ловушки неструктурного типа (литологически экранированные): 1 – поверхность несогласного залегания пластов; 2 – скопления нефти в наклонных коллекторах, ограниченных сверху и по бокам флюидоупорами

**Нефтегазовая залежь** – это ловушка, заполненная нефтью и газом (рис.1.4).

**Основные элементы нефтегазовой залежи** (рис. 1.4):

а) поверхность водонефтяного раздела (подошва нефtezалежи или водо-нефтяной контакт (ВНК));

б) внешний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с кровлей пласта;

в) внутренний контур нефтеносности – линия пересечения ВНК с подошвой пласта;

- г) поверхность газонефтяного раздела (газонефтяной контакт (ГНК));
- д) внешний контур газоносности – линия пересечения ГНК с кровлей пласта;
- е) внутренний контур газоносности – линия пересечения ГНК с подошвой пласта;
- ж) газовая шапка – скопление свободного углеводородного газа над нефтью в залежи;
- и) газовая залежь – ловушка, заполненная углеводородами в газообразном состоянии.

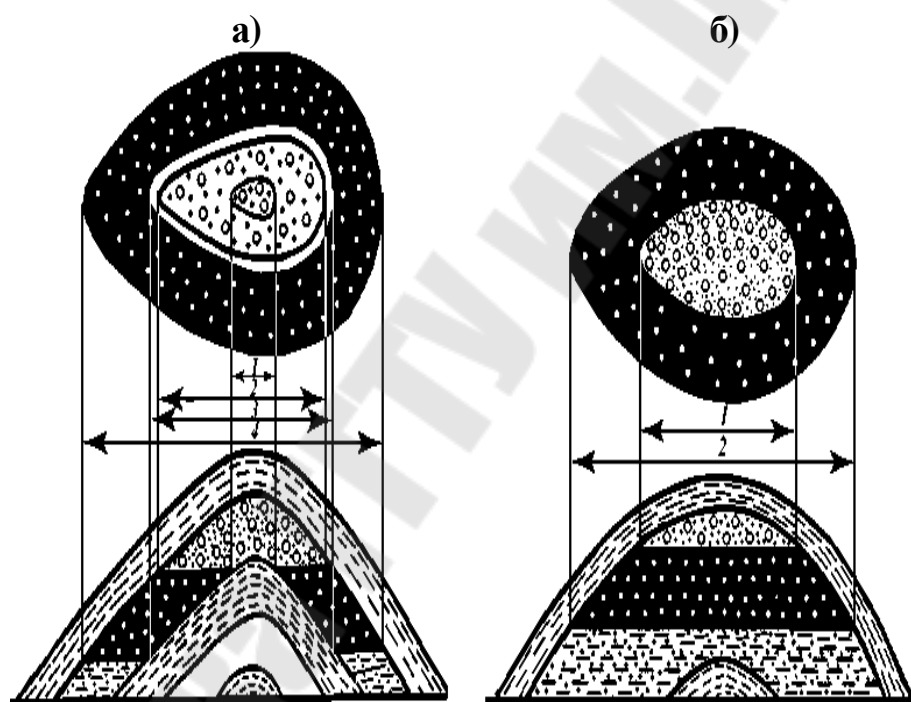


Рис. 1.4. Типы газонефтяных залежей: а) сводовая газонефтяная залежь; б) массивная газонефтяная залежь; 1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур нефтеносности

### Различают три группы нефтегазовых залежей:

- а) пластовые (сводовые и экранированные ловушки);
- б) массивные (многопластовые, рядом расположенные и гидродинамически не изолированные или плохо изолированные друг от друга ловушки);
- в) литологически ограниченные.

Все горизонтальные геометрические размеры залежи УВ определяются из проекции ее на горизонтальную плоскость. Высота нефтегазовой залежи находится как расстояние по вертикали от ВНК до наивысшей точки, а высота нефтяной залежи - как расстояние по вертикали между ВНК и ГНК.

**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).

### **1.3 Поиски и разведка нефтегазовых месторождений**

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.

**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 остатки 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. По этим данным строят профили и карты глубинного рельефа. Заметим, что метод отраженных волн (МОВ) предложен российским геофизиком Воюцким В.С. в 1923 г., и с тех пор и до настоящего времени широко и успешно используется во всем мире.

Помимо МОВ в поверхностной геофизике широко распространены: корреляционный метод преломленных волн (КМПВ), основанный на регистрации преломленных волн при встрече их с границей раздела различных пород под так называемым критическим углом; метод регулируемого направленного приема (РНП); метод общей глубинной точки (ОГТ).

В последние годы в качестве источника излучения упругих колебаний стали применять невзрывные методы: падающий груз (Джиограф), вибраторы (Вибросейс), механические излучатели на основе «закрытых» взрывов (Диносейс). Себестоимость этих методов по меньшей мере на 50 % ниже себестоимости взрывных методов.

В морской сейсморазведке в качестве излучателей колебаний чаще других используют пневматические и электроискровые источники.

Применение современной компьютерной техники позволило существенно улучшить сейсморазведку до возможности обнаружения залежей нефти и газа, которые выявляются по рассеиванию упругих колебаний в виде «яркого пятна» (так называемая АТЗ - аномалия типа залежь).

**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  $60\text{--}80\text{ кг/м}^3$ , для газа  $160\text{--}220\text{ кг/м}^3$  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.

**Газовая съемка**, впервые предложенная В.А. Соколовым в 1929-1930 гг., основана на возникновении на поверхности Земли над нефтегазовыми залежами ореола повышенной концентрации УВ за счет фильтрации, диффузии и проникновения по трещинам глубокозалегающих УВ к дневной поверхности. Исследуя пробы грунтов и грунтовых вод при помощи чувствительных анализаторов, устанавливают области повышенных концентраций УВ, под которыми наиболее вероятны залежи нефти и газа.

**Люминесцентно-битуминологическая съемка** исследует ореол рассеяния битумов. Над нефтегазовыми залежами содержание битума в грунте повышенное, что устанавливается путем отбора образцов грунта с последующим определением их люминесцентной характеристики в ультрафиолетовом свете.

**Радиоактивная съемка** обнаруживает пониженное распределение радиоактивных элементов в породах в зоне распространения нефтегазовых залежей. Однако из-за неуверенности расшифровки метод пока широко не применяется.

**Гидрохимический метод** используется при исследовании химического состава подземных вод, содержания в них растворенных газов и УВ (аренов). По мере приближения к нефтегазовым залежам концентрация этих компонентов в водах увеличивается, что является признаком скопления УВ.

Гидрохимические методы расширяют возможности поиска месторождений нефти и газа, позволяют не только устанавливать нефтегазоносность антиклинальных складок, выявленных геологической съемкой и графическими методами, но и обнаруживать скопления УВ в ловушках неструктурного типа, обнаружение которых другими методами практически невозможно.

**Бактериологическая съемка**, основанная на поиске бактерий, развивающихся в среде УВ, используется путем исследования почв изучаемой площади с целью обнаружения мест скопления этих бактерий и, следовательно, проникновения в них из глубин УВ. Бактериологический анализ почв является хорошим подспорьем в обнаружении нефтяных и газовых залежей.

**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.

В разведочных скважинах проводят разнообразные геофизические исследования, испытания пластов на приток флюида, термодинамические измерения и т.д. Разведочные скважины должны дать конкретный ответ: имеется ли нефтяное или газовое месторождение на разведываемой площади, каково его промышленное значение, каковы свойства УВ.

Все разведочные данные обобщают в виде геологических профилей (разрезов) и структурных карт в масштабе (рис. 1.5), которые являются основой для надежного сооружения эксплуатационных скважин.

Для отображения литологической характеристики пород в геологических разрезах используют условные знаки (см. рис. 1.6).



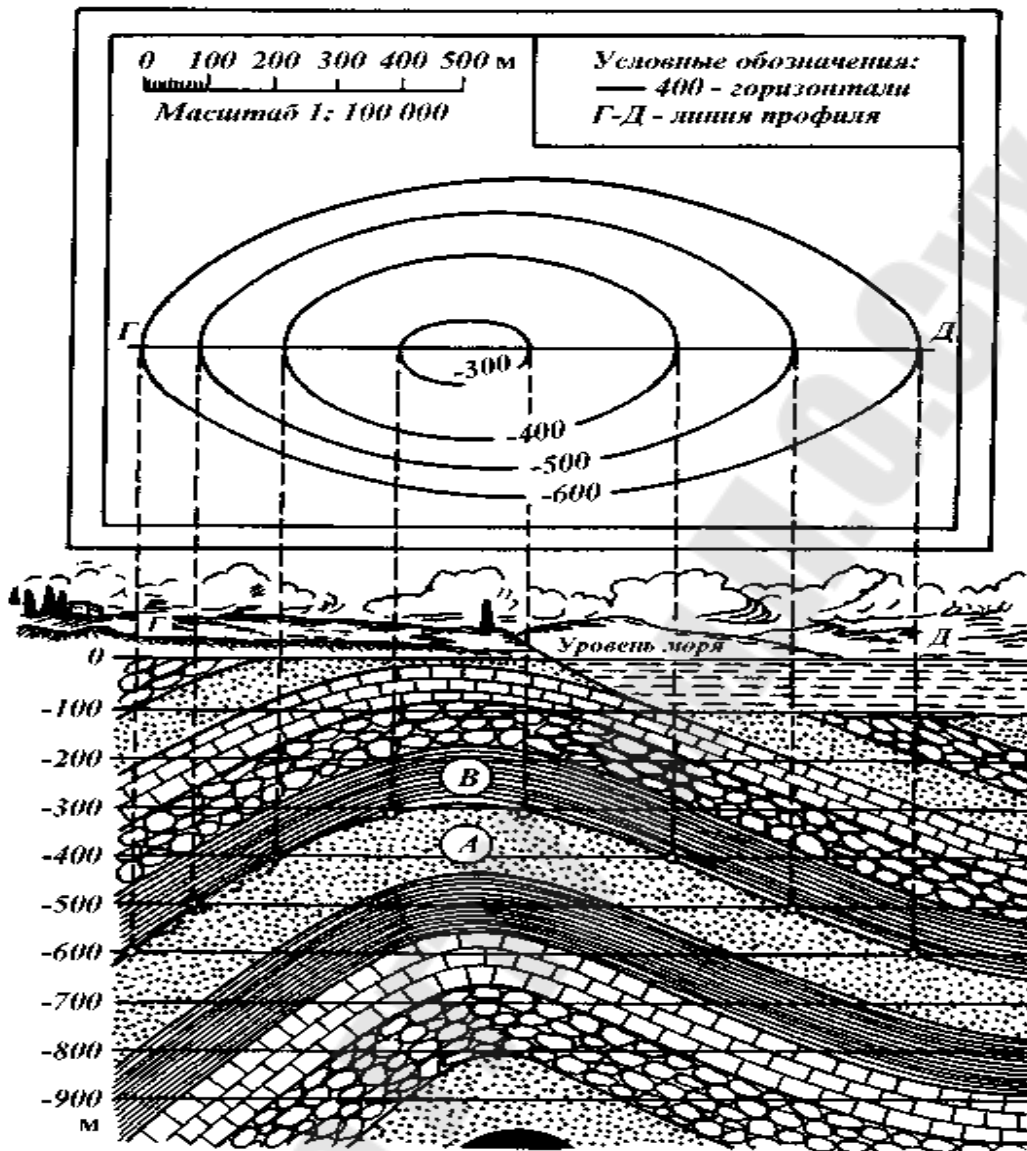


Рис.1.5. Структурная карта, соответствующая кровле пласта А и подошве пласта В, и геологический профиль (разрез) по линии Г-Д

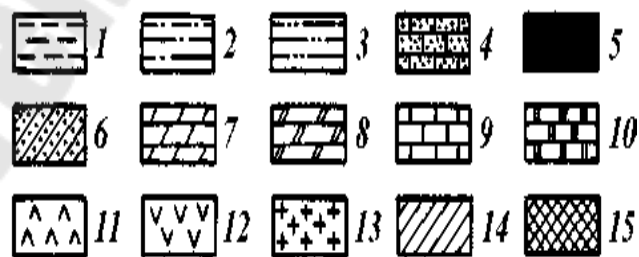


Рис.1.6. Условные обозначения горных пород, часто используемые геологическими службами: 1 – глины; 2 – глины алевритистые; 3 – алевриты; 4 – песчаники; 5 – промышленная нефть; 6 – нефте- и газопроявления; 7 – мергели; 8 – мергели доломитовые; 9 – известняки; 10 – доломиты; 11 – ангидриты; 12 – гипсы; 13 – каменная соль; 14 – нефтепроявления; 15 – возможные нефтегазовые коллекторы

#### **1.4 Составление геологического разреза скважины**

Бурение скважин предполагает по первым пробуренным на месторождении скважинам представить геологический разрез, который является частью геолого-технического наряда на бурение скважины. В ряде случаев геологический разрез в процессе бурения приходится уточнять.

**Геологическим разрезом скважины** называется геологическое описание и графическое изображение вертикальной последовательности залегания горных пород с указанием их мощности и возраста, устанавливаемых на основании данных бурения скважины и определяющих характер проходимых пород.

Разрез скважины должен иметь указания характерных особенностей конкретного нефтяного месторождения и мест осложнений, наличия газа, высоких и низких аномальных пластовых давлений.

Основным методом изучения и корректировки разрезов является изучение образцов пород, поднятых в процессе бурения.

Комплекс наблюдений при бурении для составления нового или уточнения существующего разреза сводится к следующему: проведение исследований и наблюдений, необходимых для составления детального комплексного разреза скважин, в том числе комплекса геофизических работ, лабораторное и промысловое изучение образцов - кернов, шлама, флюида пласта, выходящего с буровым раствором из скважины, исследование физико-химических свойств воды, нефти и газа и т.д.

Отбор керна играет особо важную роль в проведении всех этих исследований.

В настоящее время используют следующие методы для составления представления о разрезе горных пород, проходимых скважиной:

- а) изучение внешнего вида кернового материала и шлама;
- б) анализ износа породоразрушающего инструмента (буровых долот);
- в) изменение механической скорости бурения и проходки на долото;
- г) геофизические методы (каверно- и профилометрия, газовый каротаж, электрокаротаж);
- д) физико-химические методы анализа пород, отобранных при бурении скважин.

Изучение разреза скважины по внешним признакам подразумевает определение литологического состава пород (по керну) с последующим сопоставлением их с кернами других близко расположенных скважин для установления наиболее характерных (опорных) горизонтов, литологическая характеристика которых постоянна, а мощность часто фиксирована.

По кернам нескольких скважин удается установить тектонические нарушения.

Наиболее полно геологический разрез скважины изучается с помощью геофизических методов.

Геофизические методы основаны на измерении некоторых физических параметров горных пород, прямо или косвенно связанных с их литологическим составом, коллекторскими свойствами и водонефтегазонасыщенностью.

При вскрытии пласта установившиеся условия нарушаются, изменяются свойства пластовых флюидов, их движение и перераспределение в пористой среде.

Вода, нефть и газ располагаются в пласте обычно в соответствии с их плотностью.

В газовой залежи при отсутствии нефти газ залегает непосредственно над водой. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит. Это остаточная (связная) вода. Ее количество может изменяться от долей процента до 70 % объема пор (т.е. до 20-25 % объема коллектора).

Вследствие капиллярного подъема воды в порах пласта «зеркала вод» не существует, и содержание воды по вертикали постепенно изменяется от 100 % до значения содержания связной воды в повышенных частях залежи.

### **1.5 Горно-геологические особенности разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба**

Специфическими геологическими особенностями Припятского прогиба являются: большая глубина залегания кристаллического фундамента (от 1,5 тыс.м на западе и до 5 – 6 тыс. м на востоке) и значительная мощность (до 4 – 6 тыс.м) расположенных на нем осадочных отложений, широкое распространение галогенных пород, образующих во многих районах мощные толщи, интенсивная вулканическая деятельность в девонское время, наложившая сильный отпечаток на процессы осадконакопления.

Блоковое строение кристаллического фундамента, неоднократные воздымания и опускания (сбросы) сравнительно крупных участков, мощные солевые толщи и перемещения солевых масс обусловили сложную тектонику Припятского прогиба.

**Породы кристаллического фундамента** архейской группы и нижнепротерозойской подгруппы (AR-PR<sub>1</sub>) представлены разнообразными метаморфическими и магматическими образованиями: гранитами, гранодиоритами, габбро, гранато-биотитовыми и окварцованными гнейсами, кварцевыми диоритами и порфиритами.

**В составе осадочной толщи** Припятского прогиба выделены отложения рифейского, вендского, девонского, каменноугольного, пермского, триасового, юрского, мелового, палеогенного, неогенного и антропогенного возрастов.

**Рифейские и вендские отложения верхнепротерозойской подгруппы (PR<sub>2</sub>)** распространены главным образом в западной и северо-западной частях Припятского прогиба, входят в состав **подсолевой терригенной толщи** и представлены в основном: красноцветными разнотерными песчаниками и алевролитами с прослоями глин, глинистых алевролитов, конгломератов.

**Подсолевой терригенный комплекс отложений среднего девона (D<sub>2</sub>)**, представленный в основном песчано-глинистыми, в меньшей степени карбонатными породами, – в западной и северо-западной частях Припятского прогиба залегает на размытой поверхности верхнего протерозоя (PR<sub>2</sub>), а на остальной территории – на породах кристаллического фундамента.

Из отложений франкского яруса верхнего девона (D<sub>3</sub>) к подсолевому терригенному комплексу относится ланский горизонт, с двумя характерными пачками в его разрезе: нижней, залегающей на размытой поверхности среднего девона и представленная песчаниками, песками, алевролитами с прослоями глин и мергелей, и верхней, сложенной глинами, мергелями, алевролитами и карбонатными породами.

**Подсолевой карбонатный комплекс имеет франкский возраст** и сложен преимущественно карбонатными образованиями: известняками, доломитами, доломитизированными глинистыми известняками, часто трещиноватыми и кавернозными.

**Соленосные породы евлановско-ливенского возраста** нижней соленосной толщи залегают на нижней карбонатной части

подсолевых евлановских и перекрывается межсолевыми отложениями. В пределах Припятского прогиба они широко развиты и представлены преимущественно каменной солью с прослоями глинистых, карбонатно-глинистых, сульфатных и песчано-алевритовых пород. В восточной части прогиба соленосные отложения сопряжены с вулканогенно-осадочными отложениями.

**Межсолевые отложения** залегают на нижнесоленосных породах и представлены преимущественно карбонатными породами – в северной зоне, глинисто-карбонатными, с подчиненными прослоями терригенных пород и ангидритов – в центральной и терригенными породами с прослоями известняков – в южной зоне.

**Верхняя соленосная толща, разделяемая на две подтолщи: нижнюю – галитовую и верхнюю – глинисто-галитовую,** представленная галитом с многочисленными пропластками глин и карбонатов подчиненного характера, несогласно залегают на подстилающих образованиях межсолевого девона. Мощность ее колеблется от 300 до 3500 м. Верхняя соль тектонически активна, экстремальные значения ее мощностей обусловлены соляным тектогенезом.

**Надсолевые отложения несогласно залегают на отложениях верхнесоленосной толщи** и разделяются по своему составу на три основные группы разрезов: западной и северо-западной частей Припятского прогиба, представленными карбонатно-глинистыми породами; юго-восточной части, представленной глинисто-карбонатно-песчаными породами и северо-восточной части, представленной глинисто-карбонатными породами и глинисто-карбонатно-терригенными породами с большим содержанием вулканогенного материала.

Обзорная геологическая карта Припятского прогиба республики Беларусь представлена на рисунке 1.7. Геологический разрез – вкрест простирания Припятского прогиба по региональному сейсмическому профилю представлен на рисунке 1.8. Сводный геолого-гидрогеологический разрез Припятского прогиба представлен на рисунке 1.9.



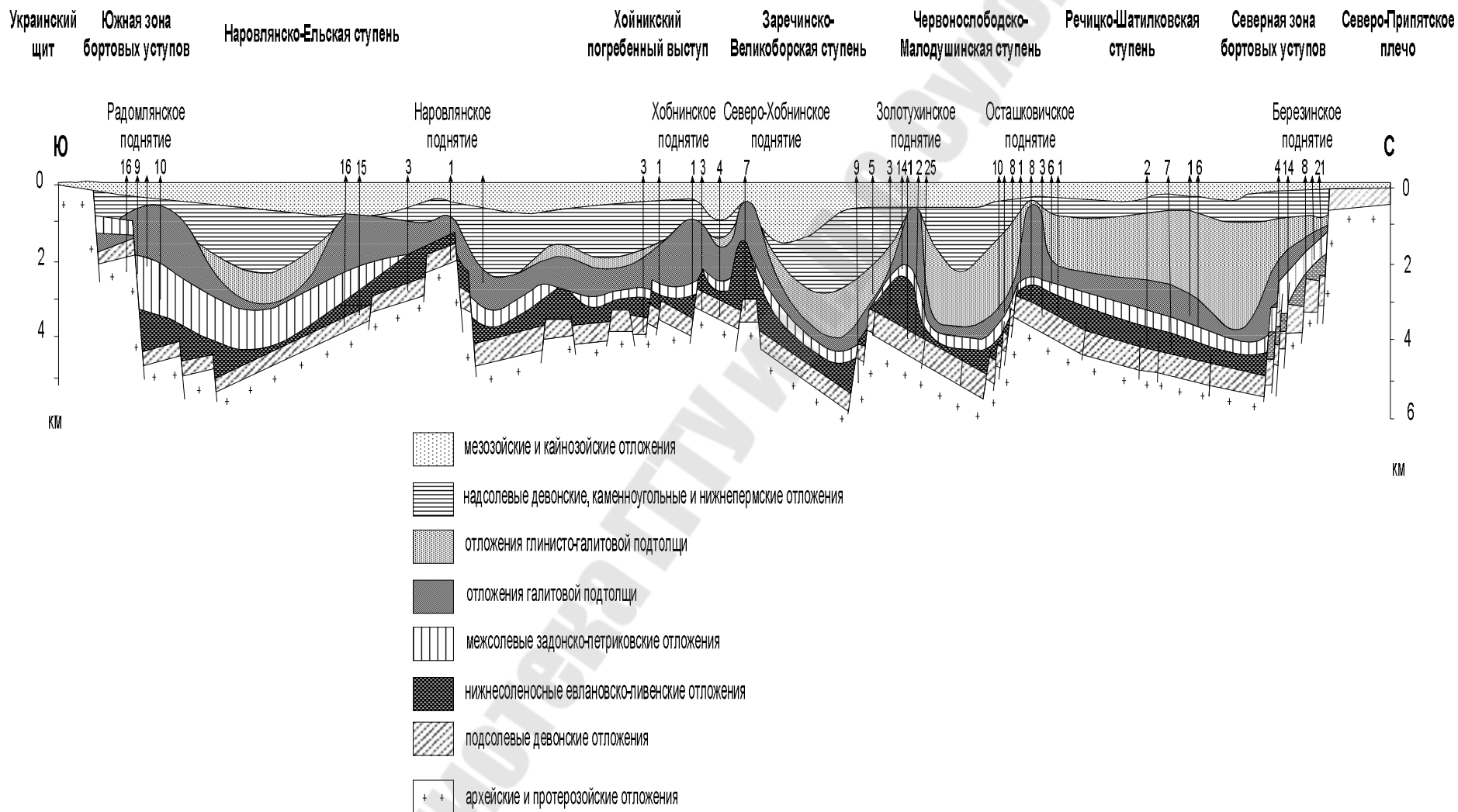


Рис. 1.8. Геологический разрез вкрест простирания Припятского прогиба по региональному сейсмическому профилю





## **1.6. Техничко-технологические особенности бурения глубоких скважин и боковых стволов на нефтяных месторождениях Припятского прогиба**

Наличие в геологическом разрезе Припятского прогиба – двух автономных соленосных толщ, определяющих необходимость одновременного вскрытия выше- и нижележащих горизонтов с несовместимыми условиями бурения, требует при строительстве скважин применения тяжелых и многоколонных конструкций, а также – использования при бурении скважин различных по составу и типу бурового раствора.

Процесс бурения в этих условиях часто осложняется нарушениями устойчивости стенок ствола скважины и поглощениями бурового раствора.

Сложные горно-геологические условия этих месторождений определяет необходимость комплексного подхода к совершенствованию процесса бурения новых глубоких скважин и боковых стволов, учитывающий следующие технико-технологические особенности:

- соленосные отложения залегают на глубинах от 500 – 800 до 3500 – 4500 м, поэтому их бурение проводится при низких расходах буровых растворов, обладающих повышенной плотностью,

- бурение соленосных отложений горных пород необходимо проводить с применением соленасыщенных буровых растворов, негативно влияющих на работоспособность роторов рабочих пар ВЗД,

- вскрытие продуктивных горизонтов в условиях пониженных пластовых давлений, наряду с применением традиционных мер борьбы с возникающими поглощениями, вызывает необходимость применения кольматирующих устройств и технологий принудительной кольматации, как средств, способствующих предотвращению возможных поглощений за счет формирования на стенках ствола скважины уплотненных фильтрационных корок, в том числе из мелких частиц выбуренной горной породы;

- бурение открытых окончаний боковых стволов малого диаметра в твердых карбонатных породах с использованием импрегнированных алмазных долот, требует повышения крутящего момента забойного привода, что определяет необходимость применения ВЗД увеличенной длины;

- бурение разветвленных и многозабойных скважин на месторождениях Припятского прогиба, требует применения новых

комплексных технологий и технических средств, обеспечивающих эффективное бурение основного и дополнительных стволов.

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 и пластичным течением солей, сужением ствола за счет выпучивания пластичных глин, прихватами бурильного инструмента и нефтегазоводопроявлениями (НГВП).

Эти особенности обуславливают неременное соблюдение всех требований нормативно-технической документации, определяющих параметры буровых растворов и режима бурения для качественной и безаварийной проводки скважин.

## **ТЕМА 2 СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

### **2.1 Признаки деформации упруго-хрупких тел**

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.

### **2.2 Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения**

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 « $K_{ан}$ », который определяется:

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

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  $\sigma_{сж}$  ( $\text{Н}/\text{м}^2$ ) испытуемого образца вычисляется по формуле:

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

где:  $P_{\text{макс}}$  – максимальное осевое усилие сжатия образца, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения образца до испытания,  $\text{м}^2$ .

**Прочность на скалывание (сдвиг) « $\sigma_{\text{ск}}$ »** определяется методом одностороннего среза на приборе Гарановича. При этом значение  $\sigma_{\text{ск}}$  определяется по формуле:

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

где:  $P_{\text{макс}}$  – максимальное поперечное усилие среза образца, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения среза образца после испытания,  $\text{м}^2$ .

Предел прочности  $\sigma_{\text{ск}}$  на скалывание у большинства горных пород составляет от 6 до 10% предела прочности на сжатие  $\sigma_{\text{сж}}$ , 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 твердости (см. таблицу 2.1), определенной методом вдавливания в горную породу стального штампа (по Шрейнеру Л.А.) горные породы, делятся на три группы:(I, II, III), в каждой из которых по 4 категории (итого 12 категорий).**

К первой группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабощементированные 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.

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

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 (рис.2.1). Углубление в последнем случае больше.

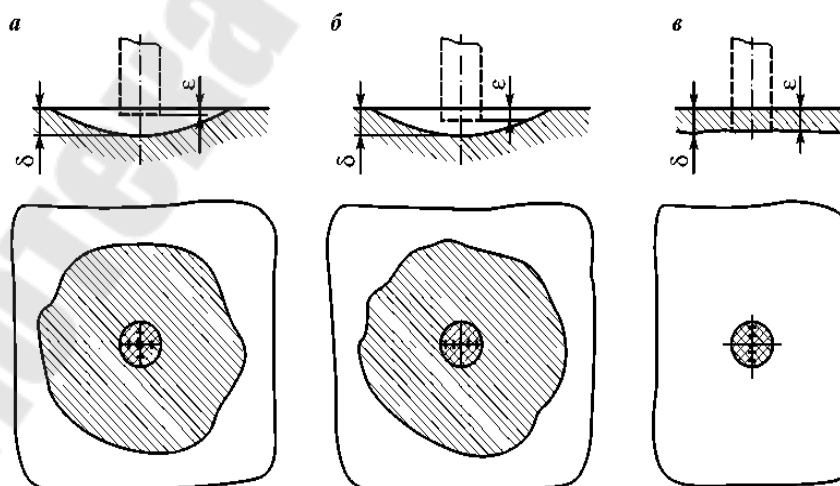


Рис.2.1. Схемы разрушения горных пород при вдавливании штампа: а, б – для пород, упругохрупких и упругопластичных; в – для пород, не дающих общего хрупкого разрушения

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  $\epsilon$  до разрушения является показателем, по которому породы делятся на различные классы.

Для упругохрупких пород отношение  $\frac{\delta}{\epsilon} = 5,0$ , 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  $k_{\pi}$ .

К первой ( $k_{\pi} = 1$ ) относятся упруго-хрупкие; ко второй ( $k_{\pi} = 1 - 2$ ), третьей ( $k_{\pi} = 2-3$ ), четвертой ( $k_{\pi} = 3-4$ ) и пятой ( $k_{\pi} = 4-6$ ) – упругопластичные и к шестой ( $k_{\pi}=6-8$ ) – не дающие хрупкого разрушения и упругопластичные породы с коэффициентом

пластичности  $k_{\text{п}} > 6$ , так как они по своему поведению при разрушении близки к породам, дающим хрупкое разрушение.

Таблица 2.3

**Классификация горных пород по пластичности (по Л.А.Шрейнеру)**

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 нагрузжений. 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.  $f_k = 0,01\sigma_{\text{сж}}$ .

**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**

<b>Степень устойчивости</b>	<b>Горные породы</b>	<b>Связь между зернами</b>
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

### 2.3 Виды и характеристика разрушения горных пород при бурении

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.

$$\frac{P}{F} < P_{\text{ш}} \quad (2.9)$$

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 возникающее напряжение в горной породе меньше твердости породы на вдавливание, т.е.

$$\frac{P}{F} < P_{\text{ш}}, \quad (2.10)$$

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.

$$\frac{P}{F} > P_{\text{ш}} \quad (2.11)$$

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

Объемный тип разрушения горной породы является самым эффективным и экономичным.

При бурении разрушается и ПРИ вследствие износа и затупления резцов, поэтому « $F$ » в процессе бурения будет увеличиваться. При бурении с острыми зубцами вначале наблюдается объемное разрушение, которое по мере затупления резцов переходит в усталостное и, наконец, – в поверхностное. В связи с этим для обеспечения эффективного углубления ствола скважины необходимо

стремиться осуществлять бурение при объемном разрушении горной породы и своевременно поднимать инструмент с забоя для замены долота не позднее стадии усталостного разрушения породы.

## 2.4 Давление в горных породах и пластах

**Горное (геостатическое) давление  $P_r$**  (МПа), – это давление  $P_r$  (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 горное давление определяется по формуле:

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

**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  $P_b$**  (Па) – это радиальное упругое напряжение в горной породе, определяемое по формуле:

$$P_b = \xi \times P_r, \quad (2.13)$$

при этом:

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

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  $H$  пластовое 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 особенностей геологических условий бурения используется понятие «**коэффициент аномальности –  $k_a$**  пластового давления, который представляет собой отношение пластового  $P_{пл}$  и гидростатического  $P_B$  давлений.

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

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**

### **3.1 Термины и определения, классификация скважин, природоохранные мероприятия**

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).

#### **Термины и определения**

**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.

**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.

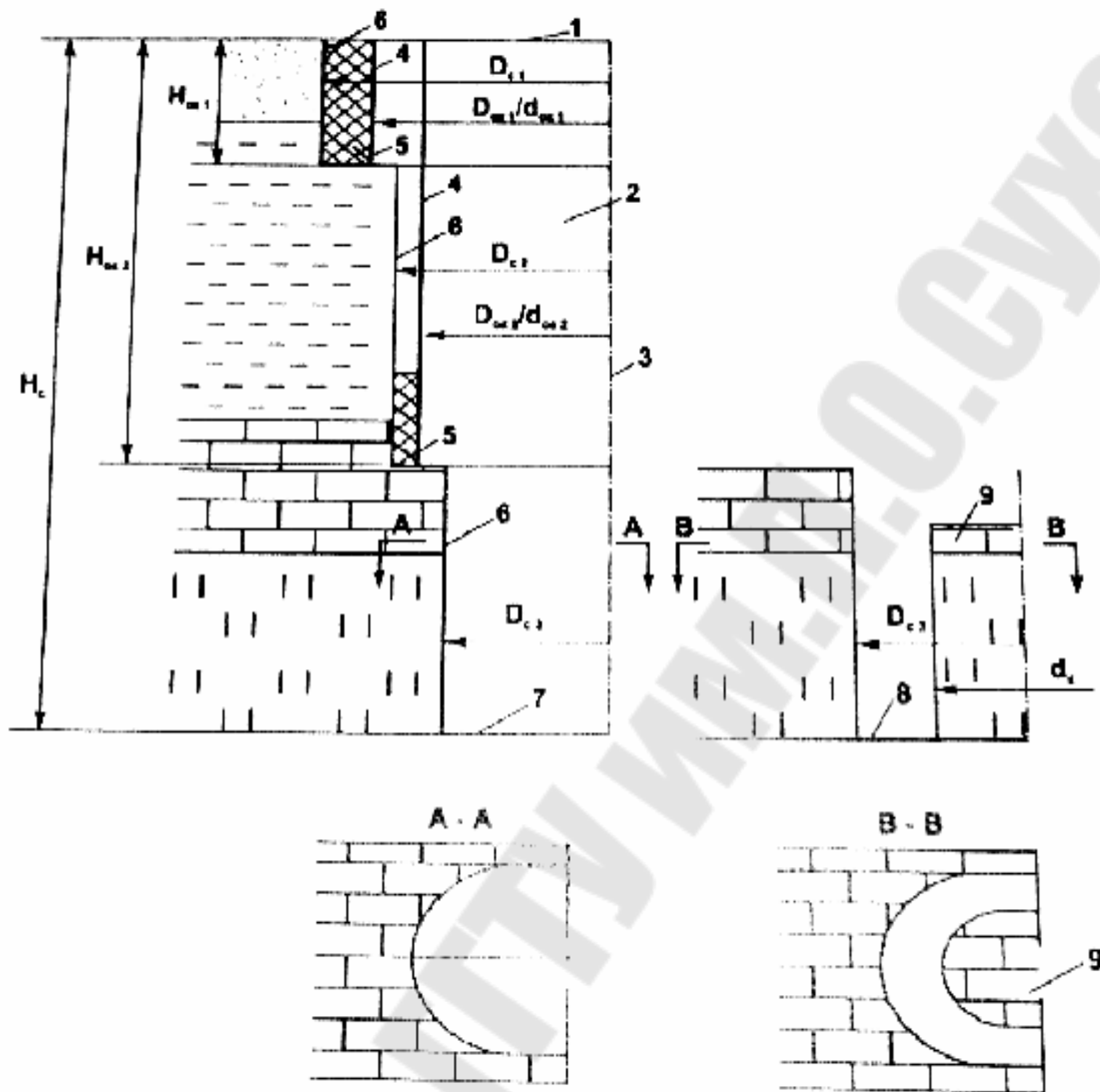


Рис.3.1. Основные элементы и характеристики буровых скважин: 1-устье; 2- ствол скважины; 3 - ось скважины; 4 - обсадные колонны; 5 - башмаки обсадных колонн; 6 – стенки скважины; 7 – сплошной забой; 8 – кольцевой забой; 9 – керн;  $D_{c1}$ ,  $D_{c2}$ ,  $D_{c3}$  – диаметры ствола скважины ( $D_{c1}$ – 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

### 3.1.1 Классификация скважин на нефть и газ

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 объемы бурения с отбором керна в них могут быть ограничены.

### **3.1.2 Природоохранные мероприятия при бурении скважин**

Производственная деятельность буровых предприятий при строительстве скважин неизбежно связана с техногенным воздействием на объекты природной среды.

В силу специфических особенностей ведения горных работ процессы сооружения скважин оказывают отрицательное влияние на лито-, гидро- и биосферу Земли. Техногенез при бурении скважин носит химико-токсический и физико-механический характер и проявляется в нарушении естественного экологического равновесия экосистем, снижении хозяйственной ценности гидросферы, падении ресурсо- и биогенетического потенциала биосферы с деградацией отдельных компонентов природной среды.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды в процессе строительства скважин должен соблюдаться комплекс природоохранных мероприятий.

**Охрана недр** – это совокупность мероприятий по наиболее полному извлечению полезного ископаемого и максимально возможному сокращению его потерь, наиболее рациональному использованию минеральных ресурсов в хозяйстве, исключающих неоправданные потери минерального сырья и топлива.

**Задача охраны недр** при строительстве нефтяных и газовых скважин состоит в предотвращении потерь углеводородов вследствие низкого качества проводки и эксплуатации скважин, неправильной разработки месторождений, что приводит к преждевременному обводнению и дегазации пластов, нарушению прочности обсадных колонн и цементных оболочек за ними и, как следствие – возникновению перетоков пластовых флюидов между продуктивными и непродуктивными горизонтами, разрушению нефтегазосодержащих коллекторов и иными явлениями, ухудшающими состояние недр.

**Охрана окружающей среды**, т.е. земной поверхности и воздушного бассейна при строительстве нефтяных и газовых скважин – это совокупность правовых, организационных, экономических и инженерных мероприятий по исключению загрязнения объектов гидро-, лито- и биосферы материалами, химреагентами, технологическими жидкостями, используемыми при ведении буровых



работ, образующимися отходами, а также – физико-механического воздействия на компоненты природной среды, приводящего к нарушению нормального функционирования экосистем.

**Все источники загрязнения окружающей среды при строительстве скважин подразделяются на следующие группы:**

1) **Эксплуатационные** – возникающие на поверхности в результате образования сточных вод от мытья оборудования, полов, очистки вибросит и желобов от шлама, сливах воды из систем охлаждения, а также вызывающие загрязнение воздушного бассейна вследствие длительной работы двигателей внутреннего сгорания и т.п.;

2) **Технологические** – возникающие на поверхности вследствие стока бурового раствора с поднимаемых бурильных труб и сброса воды после их обмыва, появления излишка бурового раствора в результате его наработки при бурении и сброса этого излишка, выбросов бурового раствора из скважины при выполнении спуско-подъемных операций, потерь составляющих компонентов тампонажных растворов на поверхности, а также потерь бурового и/или тампонажного растворов при их попадании в проницаемые горизонты в результате возникающих поглощений, несхватывания тампонажного раствора или выщелачивания цементного камня и т.п.;

3) **Аварийные** – возникающие вследствие излива из скважины пластового флюида при нефтегазоводопрооявлениях (НГВП) и открытом фонтанировании, потерь технических жидкостей при порывах трубопроводов или при поломках запорной арматуры и т.д.;

4) **Природные** – возникающие вследствие выноса с буровых технических жидкостей, горюче-смазочных материалов при обильных осадках, а также в результате воздействия талых вод или иных природных явлений и катаклизмов.

В комплексе природоохранных мероприятий все большее внимание отводится разработке и внедрению технологических процессов, значительно сокращающих количество образующихся отходов и их максимальной утилизации, разработке и внедрению систем замкнутого оборота технической воды, повышению эффективности и надежности очистных устройств и систем по снижению токсичности отходов, а также сбору, обработке и захоронению остатков буровых растворов и шлама, повторному использованию отработанных растворов и буровых сточных вод,

полному переходу на безамбарное бурение, с заменой шламовых амбаров на металлические емкости и контейнеры, транспортируемые к местам стационарного захоронения, например, в специально сооруженных скважинах-хранилищах.

### **3.2 Этапы сооружения скважин**

**Сооружение скважины**, независимо от ее назначения, 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.

**Геологическое обоснование места заложения и проектирование скважины как инженерного сооружения**

Для геологического обоснования места заложения скважины привлекают все имеющиеся у геологов материалы по интересующей площади: результаты поверхностных геологических и геофизических исследований данной площади, геологические карты и профили аналогичных площадей, результаты картировочного бурения и сведения о так называемых опорных скважинах, данные о грунтовых и артезианских водах, сведения о поверхностных нефтегазопроявлениях, общие сведения о строении осадочного чехла Земли и др.

Как разведочные, так и первые эксплуатационные скважины на подлежащей разработке площади закладывают в предполагаемых наивысших точках обнаруженной благоприятной структуры, чтобы наверняка вскрыть углеводородную зону газонефтяной ловушки. По полученным из первых скважин сведениям выбирают местоположение последующих скважин, перед которыми ставится

более широкая задача - определить размеры залежи, положение ВНК и ГНК, эффективную мощность продуктивных пластов, изменение по простиранию их пористости и проницаемости, уточнить структурную карту месторождения (карту изогипс), получить данные для определения термодинамических параметров продуктивных пластов и построения карт изобар и изотерм, а в конечном итоге - подсчитать или уточнить промышленные запасы месторождения УВ и обосновать или уточнить систему его разработки (построить карту разработки).

Для обоснования места заложения скважины учитывается также необходимость изучения пород и перспективы нефтегазоносности пластов, залегающих ниже разведываемой или разрабатываемой залежи УВ (совмещение геологических и промысловых задач).

### **Составление рабочего проекта строительства скважины**

После выбора места заложения составляют рабочий проект на строительство этой скважины, основными разделами которого являются:

- конструкция скважины (соотношение диаметров и длин ствола, его ориентация; интервалы спуска, диаметры, толщина стенок и марки стали обсадных колонн; интервалы цементирования; тип и конструкция фильтра; другие необходимые элементы скважины);

- технология проводки ствола (типы и размеры породоразрушающего инструмента – буровых долот; способ и параметры режима бурения; тип, состав, физические свойства и интенсивность циркуляции агента, очищающего забой и ствол скважины от выбуренной породы; скорость вращения долота, усилие со стороны долота (осевая нагрузка на долото) на разрушаемый им забой; соотношение диаметров и длин секций бурильной колонны; типы и размеры забойных двигателей в случае их использования);

- технология вскрытия продуктивных пластов (тип и физические свойства промывочного агента при проводке ствола в фильтровой зоне; соотношение давлений в скважине и пласте; способ закрепления ствола в фильтровой зоне; способы и технические средства испытания и опробования вскрытого продуктивного пласта, метод обеспечения притока пластового флюида в скважину и извлечения его на поверхность; другие технологические приемы и технические средства);

- технология крепления ствола скважины (спуск и цементирование кондуктора, промежуточных и эксплуатационной

колонн; конструкция низа эксплуатационной колонны и фильтра; тип цемента, физические свойства цементного раствора в жидком и затвердевшем состояниях, интенсивность его транспортировки в заколонное пространство; способ цементирования колонн и оснастка их дополнительными устройствами; длительность ожидания затвердевания цементного раствора; способ испытания качества крепления ствола скважины);

– технология испытания скважины как объекта эксплуатации (геометрические размеры колонны лифтовых труб; оборудование устья скважины эксплуатационной арматурой; способ вызова притока из пласта на дневную поверхность; режимы и длительность исследования производительности скважины);

– наземное грузоподъемное и приводное оборудование для бурения ствола (вышка; ротор для вращения бурильной колонны; талевая система и лебедка для выполнения спускоподъемных операций; двигатели для привода лебедки и ротора; вспомогательное оборудование и приспособления);

– поверхностная циркуляционная система для приготовления, регулирования свойств и очистки промывочного агента (емкости с перемешивателями; блок приготовления, утяжеления и регулирования свойств; блок очистки - вибросита, гидроциклоны, центрифуги);

– буровые насосы (марка, диаметры цилиндров, производительность, тип и мощность приводных двигателей).

### **3.3 Процесс бурения глубоких скважин**

Для сооружения нефтяных и газовых скважин используются буровые установки (БУ), которые представляют собой комплекс достаточно громоздкого и массивного оборудования, почти все элементы которого устанавливаются на мощные железобетонные фундаменты или сварные конструкции из толстостенных бурильных труб при блочном монтаже оборудования.

Буровые установки (БУ) для глубокого вращательного бурения нефтяных и газовых скважин в зависимости от типа их основного элемента – **буровой вышки** – **бывают башенного и мачтового типов**, представленные соответственно на (рис. 3.2 и 3.3).

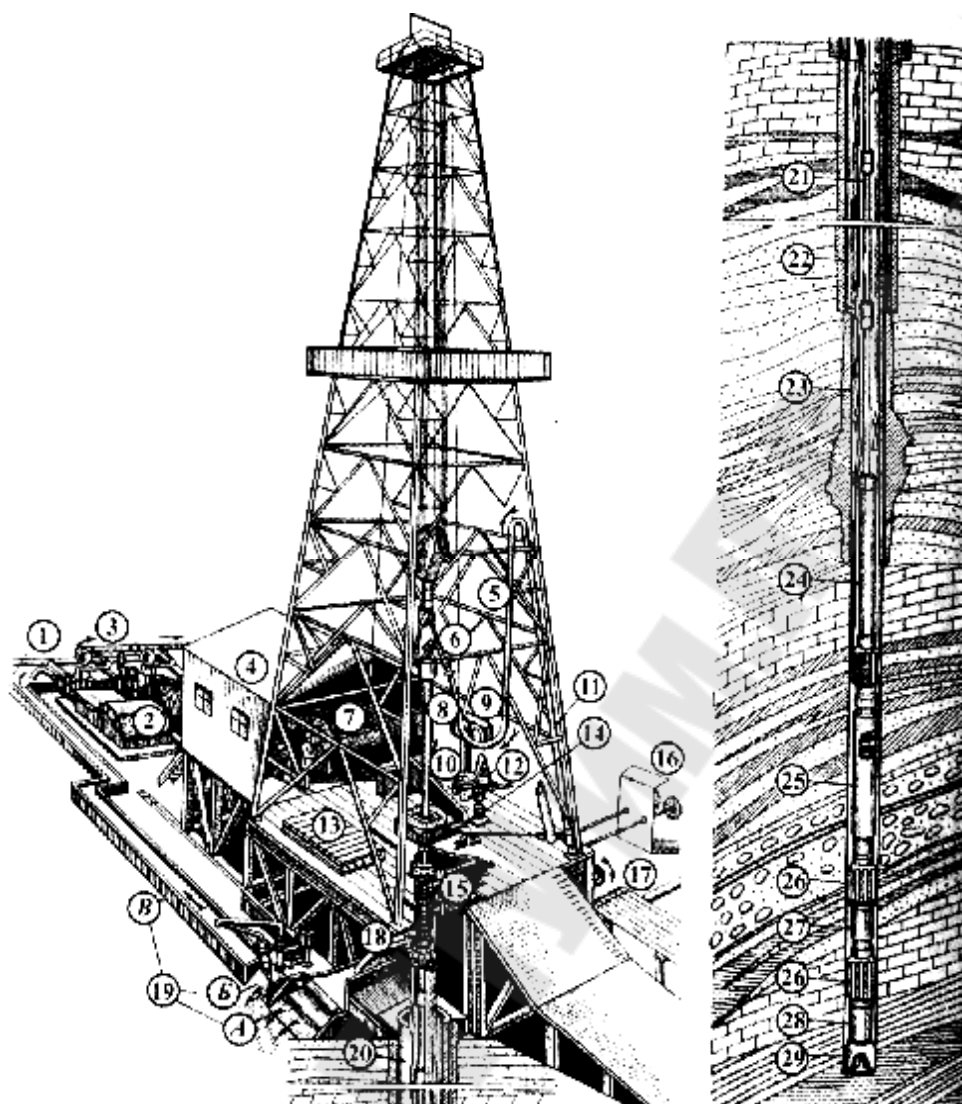


Рис.3.2. Общий вид буровой установки с вышкой башенного типа и состав внутрискважинного оборудования и инструмента при вращательном бурении нефтяных и газовых скважин: 1-приемная емкость; 2- буровые насосы; 3- нагнетательная линия (манифольд); 4 - силовой блок; 5- буровой рукав; 6- вертлюг; 7- лебедка; 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

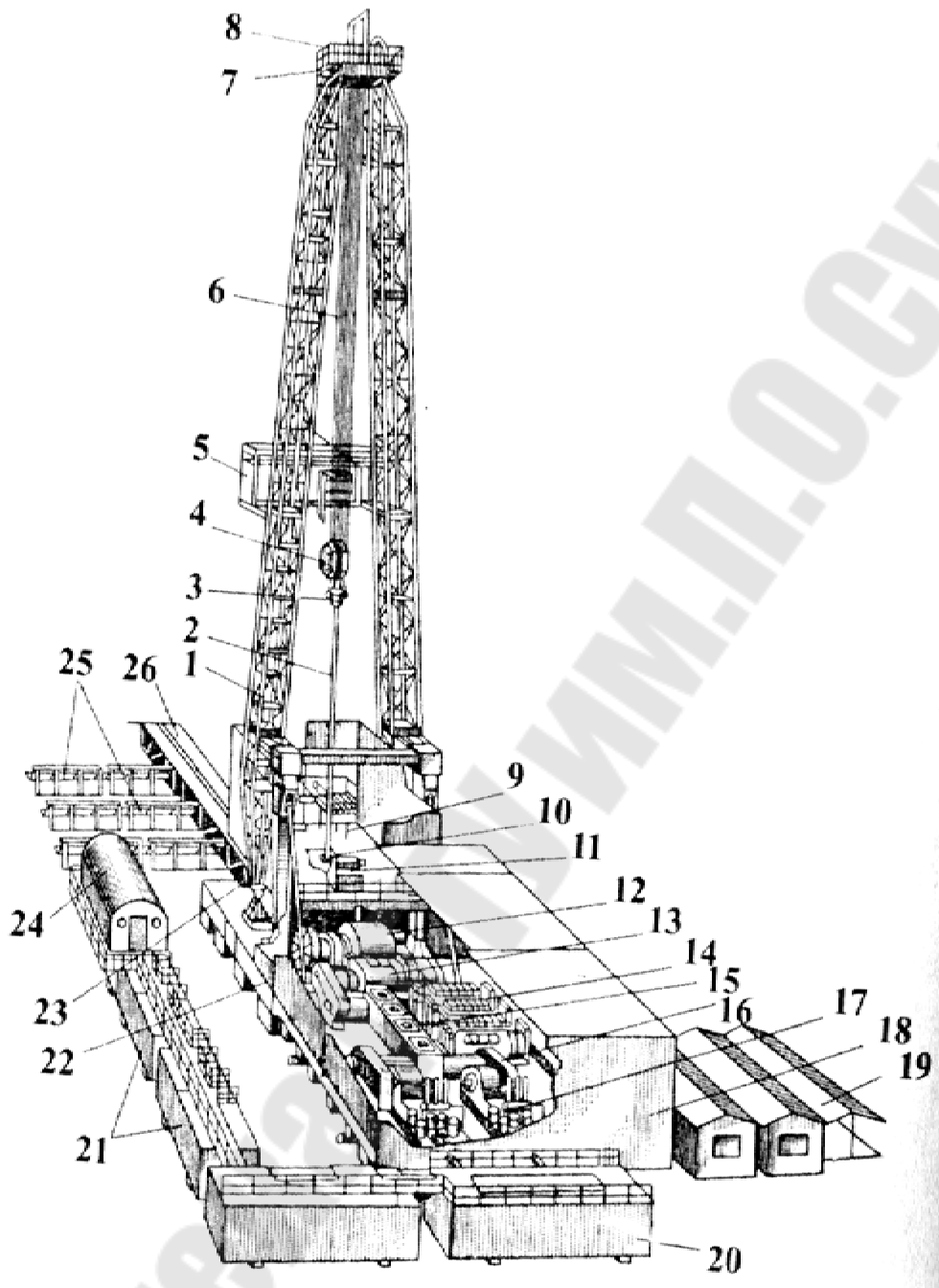


Рис.3.3. Общий вид буровой установки с вышкой мачтового типа для вращательного бурения скважин: 1 - секция мачты; 2 - бурильная колонна; 3-элеватор; 4 - талевый блок; 5 - полаты; 6 - талевый канат; 7 - верхняя площадка; 8 - кронблок; 9 - подсвечник; 10 - ротор; 11- вспомогательная лебедка; 12 - главная 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).

**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.

**В ходе подготовительных работ** выбирают место для буровой установки, прокладывают подъездную дорогу, подводят системы электроснабжения, водоснабжения и связи. Если рельеф местности неровный, то планируют площадку.

**Подготовка к бурению** после монтажа оборудования включает устройство направления (первой обсадной трубы) и пробный пуск буровой установки.



Краткое описание проводки (бурения) ствола скважины схематично можно описать следующим образом (рис. 3.2 и 3.3).

#### Описание компоновки низа бурильной колонны (КНБК)

Для осуществления бурения ствола скважины прежде всего на поверхности производится сборка забойной компоновки низа бурильной колонны (КНБК), включающей последовательно (в направлении «снизу-вверх») следующие элементы: буровое долото 29, наддолотный переводник 28, опорно-центрирующие элементы (центраторы, стабилизаторы или калибраторы) 26, удлинители (маховики) 28, погружной забойный двигатель 25 (если бурение будет с использованием забойного двигателя: турбобура, винтового двигателя или электробура), требуемое количество утяжеленных бурильных труб 24 (обеспечивающих необходимую осевую нагрузку на буровое долото для эффективного разрушения горной породы на забое скважины и повышающих жесткость бурильной колонны), требуемое количество обычных стальных бурильных труб, составляющих при их последовательной сборке бурильную колонну 21 необходимой длины для обеспечения бурения ствола скважины на требуемой глубине.

Верхняя бурильная труба после сборки («снизу-вверх») всей бурильной колонны 21 через муфтовую часть своего соединительного бурильного замка присоединяется к ведущей бурильной трубе 8 (квадратного сечения), которая, проходя через отверстие в роторе 14 буровой установки, посредством своего верхнего переводника (с левой присоединительной замковой резьбой – во избежание отворота) – соединяется с вертлюгом 6 буровой установки, который через буровой рукав 5, стояк 11, закрепленный на правой ноге буровой вышки, и через манифольд 3 (трубопровод высокого давления) сообщается с буровым насосом 2, подающим буровой раствор в скважину.

#### Описание процесса бурения скважины

Буровое долото 29 (рис.3.2), оснащенное породоразрушающими элементами (лопастями или шарошками с зубьями), после спуска забойной компоновки на забой скважины вращается на забое в горизонтальной плоскости – либо при помощи бурильной колонны 21, к нижней части которой оно прикреплено, и приводимой во вращение с поверхности ротором 14 буровой установки, – либо входящим в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК) погружным забойным двигателем 25 (турбобуром, электробуром,

винтовым двигателем), к валу шпинделя которого в таком случае крепится долото.

При этом породоразрушающие элементы долота под действием осевой нагрузки, создаваемой частью веса бурильной колонны, внедряются на забое в горную породу, и за счет вращательного движения скалывают частицы породы, обеспечивая углубление забоя и ствола скважины.

Промывочный агент (воздух, вода, аэрированная жидкость, пена, буровой раствор, нефть, эмульсия и т.д.) с необходимыми технологическими параметрами из приемных емкостей 1 циркуляционной системы (ЦС) буровой установки под избыточным давлением с определенной производительностью (расходом) подается буровым насосом 2 в напорную магистраль 3 (трубопровод высокого давления, называемый манифольдом) и далее – к стояку 11 (вертикальной трубе, закрепленной на правой ноге буровой вышки), а от него – через буровой рукав 5 (шланг высокого давления), в вертлюг 6 с полым вращающимся стволом и далее – в присоединенную к вертлюгу ведущую бурильную трубу 8 (ВБТ), вращаемую ротором 14, а из ВБТ – в присоединенную к ней – бурильную колонну 21(БК) и внутри БК – к забойному двигателю 25 (ЗД) и через присоединенное к нему долото 29 – на забой скважины, где подхватывает осколки разрушенной долотом горной породы (буровой шлам) и выносит их на дневную поверхность по кольцевому каналу (затрубному пространству) между бурильной колонной и стенкой ствола скважины.

Промывочный агент, обогащенный буровым шламом, выходя из скважины по специальному отводу 18, попадает в поверхностную очистную систему (блок очистки 19) на вибрирующую сетку вибросита А, где из него выделяется и выбрасывается в отвал (амбар) буровой шлам, а очищенный промывочный агент либо – по специальному желобу (В) поступает сразу в приемные емкости и оттуда – снова подается буровым насосом в скважину, либо, при необходимости, – дополнительно очищается от мелких частиц выбуренной породы системой гидроциклонов (Б) (пескоотделитель – для более грубой очистки, илоотделитель – для более тонкой очистки) и от газа – дегазатором, после чего поступает в приемную емкость буровых насосов.

Если требуется улучшить технологические свойства промывочного агента, изменить его параметры или даже заменить его

агентом другого типа, то используют блок приготовления и химической обработки с системой гидравлических и механических смесителей и дозаторов, механических и гидравлических перемешивателей циркуляционной системы.

В процессе бурения осуществляется постоянный контроль и регулирование параметров режима бурения с помощью наземных измерительных приборов и /или станций контроля процесса бурения, а также текущий контроль и регулирование параметров промывочного агента с помощью необходимого лабораторного и наземного оборудования.

Физико-механические свойства горных пород, определяющие их буримость, изменяются в широких пределах, поэтому буровая установка должна позволять изменять в достаточно широком диапазоне параметры режимов бурения.

К факторам, определяющим режим бурения, можно отнести соответствие типа и размеров долота условиям бурения, осевую нагрузку на него, частоту его вращения, количество и качество прокачиваемой жидкости или газа, время работы долота на забое.

Время работы долота на забое зависит от типа и конструкции долота, качества его изготовления, свойств разбуриваемых пород и режима эксплуатации долота.

Средняя продолжительность пребывания долота на забое (в ч): для шарошечных долот при турбинном бурении в твердых породах составляет 1,5 - 3, в мягких - 5-15, при роторном бурении в твердых породах 20 -100, в мягких – 80 - 250, для режущих и истирающих долот при турбинном бурении 10 - 30, при роторном – 30 - 60, для алмазных долот в твердых породах 10 - 20 ч, в средних и мягких породах до 200 ч. Все механизмы и агрегаты буровой установки должны обеспечивать бесперебойную работу в течение указанного времени.

Эти данные ориентировочные. По мере применения долот новых типов и улучшения режимов бурения время пребывания долот на забое может увеличиваться.

Для наращивания бурильной колонны процесс бурения останавливают через каждые 6, 9 или 12 м углубления скважины. Время, затрачиваемое на наращивание, составляет 3-10 мин.

Весь цикл работы буровой установки или рейс одного долота приведен на диаграмме (рис.3.4). Как видно из диаграммы, рейс состоит из спуска «С» колонны с циклическим увеличением нагрузки

на крюк « $P_k$ » до наибольшей для данной глубины скважины, нескольких периодов бурения «Б», наращивания «Н» и подъема «П» колонны для смены долота «Д» с циклическим уменьшением нагрузки на крюк по мере извлечения каждой свечи. Скорость спуска бурильной колонны лимитируется технологическими условиями, состоянием ствола скважины и составляет 1-2 м/с в необсаженном и до 3 м/с в обсаженном стволе.

При подходе к забою скважины спуск бурильной колонны замедляют, чтобы не заклинить новое долото, так как изношенное предыдущее долото по мере износа уменьшает диаметр и форму скважины.

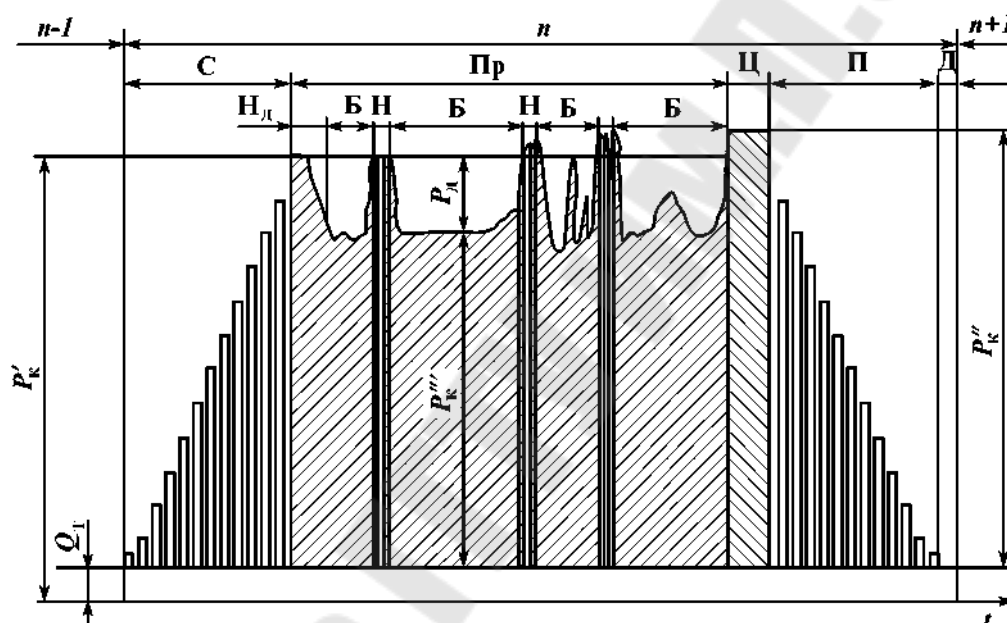


Рис.3.4. Диаграмма одного цикла (рейса долота) буровой установки:  $C$  – спуск колонны;  $Pr$  – проходка;  $Ц$  – циркуляция и промывка скважины;  $П$  – подъем колонны;  $Д$  – смена долота;  $Б$  – бурение;  $Н$  – наращивание;  $t$  – время;  $P_k'$ ,  $P_k''$ ,  $P_k'''$  – нагрузка соответственно на крюке в начале, конце рейса и при бурении;  $P_d$  – нагрузка на долото;  $n$  – номер рейса;  $H_d$  – нагружение долота;  $Q_T$  – вес талевой системы

На некотором расстоянии от забоя долото останавливают и скважину промывают, после чего начинают вращать долото, осторожно подводят его к забою и производят проработку при иной части ствола с небольшой нагрузкой. После этого нагрузку на долото быстро и плавно увеличивают, доводя в минимально возможное время до максимальной, установленной для данных условий бурения. Затем нагрузку регулируют в зависимости от характера проходимых

пород. Скорость бурения может меняться от 0,1 до 60 м/ч и даже более.

После углубления скважины на всю длину ведущей трубы бурение приостанавливают, колонну приподнимают и скважину промывают для того, чтобы поднять выбуренную породу в затрубном пространстве на высоту, исключая возможность оседания выбуренной породы на забой во время наращивания. Промывка необходима также для выравнивания параметров раствора в затрубном пространстве и внутри колонны труб.

После промывки скважины колонну поднимают на длину ведущей трубы, устанавливают на клиньях или элеваторе на столе ротора, отсоединяют ведущую трубу с вертлюгом от колонны и устанавливают ее в шурф, находящийся вблизи устья скважины. Затем колонну наращивают на одну заранее подготовленную трубу. После наращивания колонну приподнимают, освобождают в роторе, опускают на длину добавленной трубы, вновь устанавливают на роторе и соединяют ведущую трубу с бурильной колонной. Затем промывают скважину, спускают колонну до забоя и снова продолжают бурение.

Число наращиваний бурильной колонны в процессе каждого рейса (долбления) определяется проходкой на долото и длиной добавляемой трубы, а время долбления - скоростью углубления и проходкой на долото, которые зависят от конструкции и качества изготовления долота, соответствия его типа проходным породам, а также от режима бурения, глубины скважины, физико-механических свойств буримых пород и свойств бурового раствора, квалификации буровой бригады и др. После срабатывания долота бурильную колонну поднимают для его замены. Скорость движения колонны при подъеме зависит от мощности подъемной системы и в среднем составляет около 1 м/с и меняется в пределах 0,4 – 1,8 м/с в зависимости от веса и длины колонны.

### **3.4 Промывка скважин и буровые растворы**

Промывка скважин - одна из самых ответственных операций, выполняемых при бурении. В качестве рабочего агента при промывке скважин используется промывочная жидкость (или буровой раствор).

#### Функции буровых растворов

Буровые растворы (промывочные жидкости) должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- 1) вынос частиц выбуренной породы из скважины;
- 2) передача энергии гидравлическому забойному двигателю (турбобуру или винтовому двигателю);
- 3) предупреждение поступления нефти, газа и воды;
- 4) удержание частичек выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции;
- 5) охлаждение и смазывание трущихся деталей долота;
- 6) уменьшение трения бурильных труб о стенки скважины;
- 7) предотвращение обвалов пород со стенок скважины;
- 8) уменьшение проницаемости стенок скважины, благодаря коркообразованию.

Буровые растворы должны удовлетворять ряду требований:

- 1) выполнять возложенные функции;
- 2) не оказывать вредного влияния на бурильный инструмент и забойные двигатели (коррозия, абразивный износ и т.д.);
- 3) легко прокачиваться и очищаться от шлама и газа;
- 4) быть безопасными для обслуживающего персонала и окружающей среды;
- 5) быть доступными и недорогими;
- 6) допускать возможность многократного использования.

При бурении буровой раствор должен:

- 1) обеспечивать эффективную и полную очистку забоя от выбуренных частиц и вынос их на дневную поверхность;
- 2) удерживать выбуренные частицы во взвешенном состоянии и предотвращать осаждение их на забой при прекращении промывки;
- 3) создавать на стенки скважины противодействие, достаточное для повышения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, и для предотвращения притока пластовых жидкостей и газов. Это давление, однако, не должно быть чрезмерно высоким во избежание резкого снижения эффективности бурения, а также гидравлического разрыва пород или раскрытия естественных микротрещин и поглощения промывочной жидкости;
- 4) обеспечивать эффективную очистку и охлаждение породоразрушающих и промывочных элементов буровых долот, в том числе алмазных и гидромониторных;
- 5) обеспечивать хорошую смазку и охлаждение трущихся поверхностей у буровых долот с открытыми опорами;

6) обеспечивать передачу энергии от буровых насосов, установленных на поверхности, гидравлическому забойному двигателю при бурении ГЗД,

7) не ухудшать коллекторские свойства продуктивных горизонтов;

8) обладать закупоривающими свойствами, т. е. создавать в порах и микротрещинах стенок скважины тонкую, плотную, малопроницаемую корку, достаточно прочно связанную с горными породами и препятствующую проникновению в них не только самой промывочной жидкости, но и ее фильтрата;

9) иметь высокую термостойкость при проходке высокотемпературных скважин и низкую температуру замерзания, а также небольшую теплопроводность при бурении в многолетнемерзлых породах;

10) быть достаточно инертной к воздействию обломков выбуренных пород и минерализованных пластовых вод, но относительно легко поддаваться химической обработке при регулировании ее свойств;

11) облегчать или не затруднять разрушение породы забоя долотом;

12) не содержать, по возможности, компонентов, способных оказывать сильное абразивное воздействие на оборудование;

13) защищать буровое оборудование и инструмент от коррозии;

14) достаточно легко перекачиваться буровыми насосами;

15) состоять в основном из дешевых и недефицитных материалов.

### **Классификация буровых растворов**

Различные требования к составу и качеству буровых растворов, предъявляемые в конкретных условиях разбуривания объекта, многообразие геологических условий, наличие подходящего сырья обусловили появление буровых растворов нескольких типов.

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций – обеспечение быстрого углубления при устойчивом состоянии ствола скважины и сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невозмущенного состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов. Основное внимание должно быть уделено глинистым отложениям, так как на их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород, и они составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

Все промывочные жидкости можно разделить на четыре следующие основные группы:

**I. Промывочные жидкости на водной основе:**

- а) – вода (пресная, морская, рассолы);
- б) – глинистые суспензии;
- в) – естественные суспензии, образующиеся при разбурировании неглинистых пород и аргиллитов;
- г) – суспензии на базе гидрогелей;
- д) – эмульсии типа «масло в воде».

**II. Промывочные жидкости на неводной основе:**

- а) – дегазированная нефть и нефтепродукты;
- б) – многокомпонентные растворы на углеводородной основе;
- в) – обращенные эмульсии типа «вода в масле».

**III. Газообразные рабочие агенты:**

- а) – воздух;
- б) – природные газы;
- в) – выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания.

**IV. Аэрированные промывочные жидкости и пены.**

**Свойства буровых растворов**

Различают физические и химические свойства бурового раствора. Физические свойства делятся на термодинамические, теплофизические, коллоидно-реологические, фильтрационные и электрические:

**1) Термодинамические и теплофизические свойства:**

- плотность, кг/м<sup>3</sup>;
- удельная теплоемкость, Дж/кг;



- коэффициент теплопроводности;
- термический коэффициент объемного расширения.

## **2) Коллоидально-реологические свойства:**

- условная вязкость, с;
- пластическая вязкость, Па·с;
- динамическое напряжение сдвига, Па;
- эффективная вязкость, Па·с;
- статическое напряжение сдвига, Па;
- касательное напряжение сдвига, Па;
- коэффициент коллоидальности твердой фазы;
- показатель коллоидальности твердой фазы;
- показатель консистенции бурового раствора, Па;
- показатель неньтоновского поведения;
- показатель седиментации.

## **3) Фильтрационные свойства:**

- показатель фильтрации, см<sup>3</sup>;
- толщина фильтрационной корки, мм.

## **4) Электрические свойства:**

- удельное электрическое сопротивление, Ом/м;
- напряжение электропробоя, В.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются, исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невозмущенного состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов. Основное внимание должно быть уделено глинистым отложениям, так как на их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород, и они составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

## **Состав технологических операций при промывке скважин**

Все технологические операции при промывке скважин подразделяются: на основные и вспомогательные.

К основным технологическим операциям при промывке скважин относятся операции, связанные с прокачиванием бурового раствора (прямым и обратным), включающие:

- перемешивание;
- прием;
- закачивание.

К вспомогательным технологическим операциям при промывке скважин относятся следующие операции:

1) Приготовление бурового раствора, включающее:

- дозированную подачу компонентов;
- смешивание компонентов;
- диспергирование;
- перемешивание;
- аэрация.

2) Обработка бурового раствора, включающая:

- дозированную подачу компонентов;
- смешивание компонентов;
- перемешивание.

3) Утяжеление бурового раствора, включающее:

- дозированную подачу утяжелителя;
- смешивание бурового раствора с утяжелителем;
- перемешивание.

4) Очистка бурового раствора, включающая:

- очистку от шлама:
  - на сетках вибросит;
  - в отстойниках;
  - в гидроциклонах-пескоотделителях;
  - в гидроциклонах-илоотделителях;
  - в гидроциклонах-глиноотделителях;
  - в центрифугах;
- дегазацию;
- утилизацию шлама и буровых сточных вод.

5) Регенерация компонентов бурового раствора, включающая:

- регенерация утяжелителя;
- регенерация жидкой фазы.

6) Замена бурового раствора.

## ТЕМА 4 СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### 4.1 Общие положения

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 (вращателем), буровой установки 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,

### 4.2 Классификация способов бурения нефтяных и газовых скважин

Способы бурения нефтяных и газовых скважин классифицируются следующим образом:

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

а) **механическое бурение**, при котором буровой инструмент при непосредственном контакте 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 – 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 (ротаторное 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 происходит по всей площади забоя;

б) колонковое бурение (бурение с отбором керна), при котором разрушение горной породы на забое происходит по кольцу, оставляя нетронутой его центральную часть с целью извлечения керна (цилиндрического образца горных пород на всей или части длины скважины). С помощью кернов изучают свойства, состав и строение

горных пород, а также состав и свойства насыщающего горную породу пластового флюида.

## **ТЕМА 5 БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА**

### **5.1 Назначение и функции бурильной колонны**

**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 погружных гидравлических двигателей.

### **5.2 Состав бурильной колонны**

Бурильная колонна (рис. 5.1) состоит из ведущей бурильной трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 13.

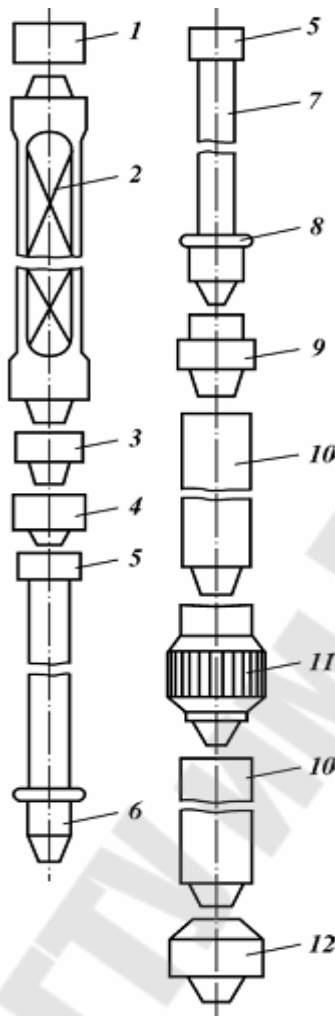


Рис.5.1. Конструкция и состав бурильной колонны: 1– верхний переводник ведущей бурильной трубы; 2 – ведущая бурильная труба; 3-нижний переводник ведущей трубы; 4 – предохранительный переводник ведущей трубы; 5 – муфта замка; 6 – ниппель замка; 7 – бурильные трубы; 8 – протектор; 9 – переводник переходной на УБТ; 10 – УБТ; 11– центратор; 12 – наддолотный центратор-калибратор

Верхняя часть бурильной колонны, представленная ведущей трубой 4, через свой переводник 3 соединяется с нижним переводником 2 вертлюга 1. Ведущая бурильная труба 4 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. 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).

### **5.3 Условия работы бурильной колонны**

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.

### **5.4 Нагрузки, действующие на бурильную колонну**

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 крутящий 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.

### 5.5 Назначение и конструкции ведущей бурильной трубы

Ведущая бурильная труба, обычно квадратного (тип К) или шестигранного (тип Ш) сечения, 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.

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.

а

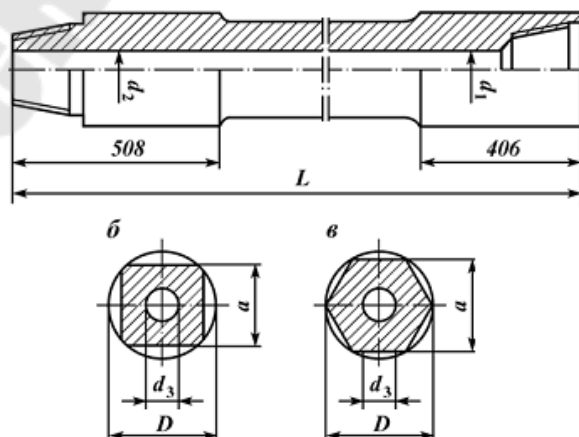


Рис.5.2. Ведущая бурильная труба (ВБТ): а – общий вид; б – сечение ВБТ типа К; в – сечение ВБТ типа Ш.



## 5.6 Назначение и конструкции бурильных труб

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, Л, М.

Стальные бурильные трубы изготавливаются следующих конструкций:

- с высажеными внутрь и наружу концами (типов В и Н ГОСТ 631-75) и навинченными замками по трубной конической резьбе треугольного профиля (рис. 5.3, а);

- с высажеными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (типов ВК и НК ГОСТ 631-75) и навинченными замками по трубной конической резьбе трапецеидального профиля (рис. 5.3 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. 5.3, в, г, д).

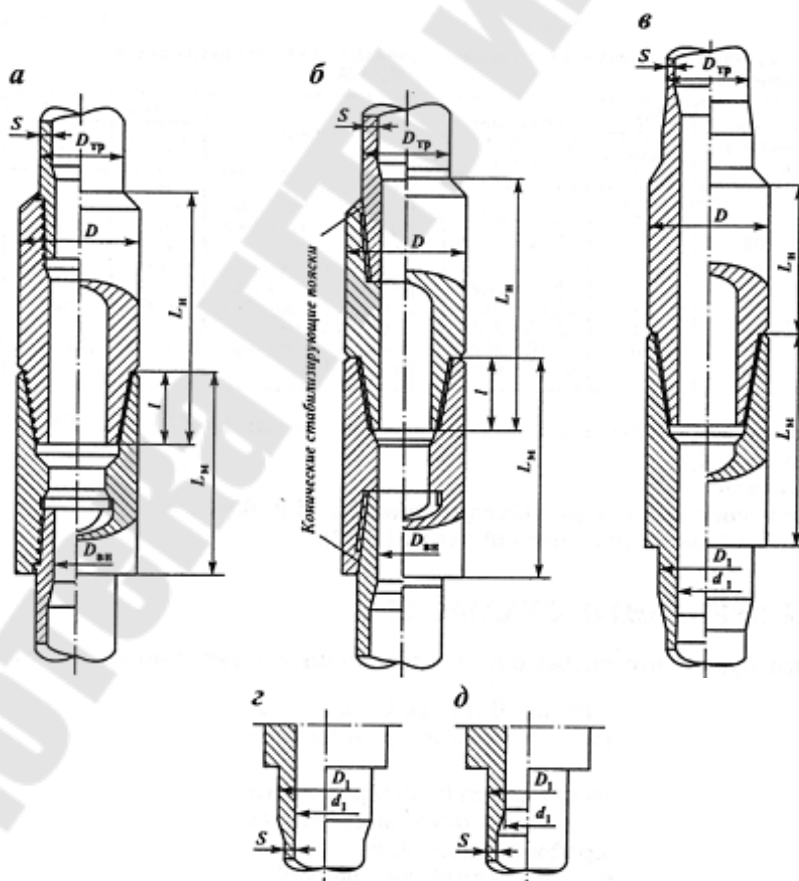


Рис. 5.3. Современные конструкции бурильных труб: а – типа В; б – типа ВК; в – типа ПК; г – типа ПН; д – типа ПВ

Бурильные трубы многократно соединяются в бурильную 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 бурильной 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 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.

### 5.7 Замки бурильных труб

Для соединения бурильных труб в бурильную 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

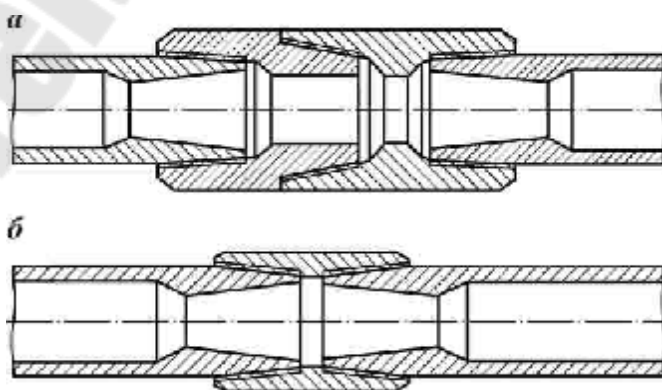


Рис.5.4 Соединение бурильных труб с высаженными концами: а - при помощи замков; б - при помощи муфт

## 5.8 Назначение и конструкции легкосплавных бурильных труб

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.5.5).

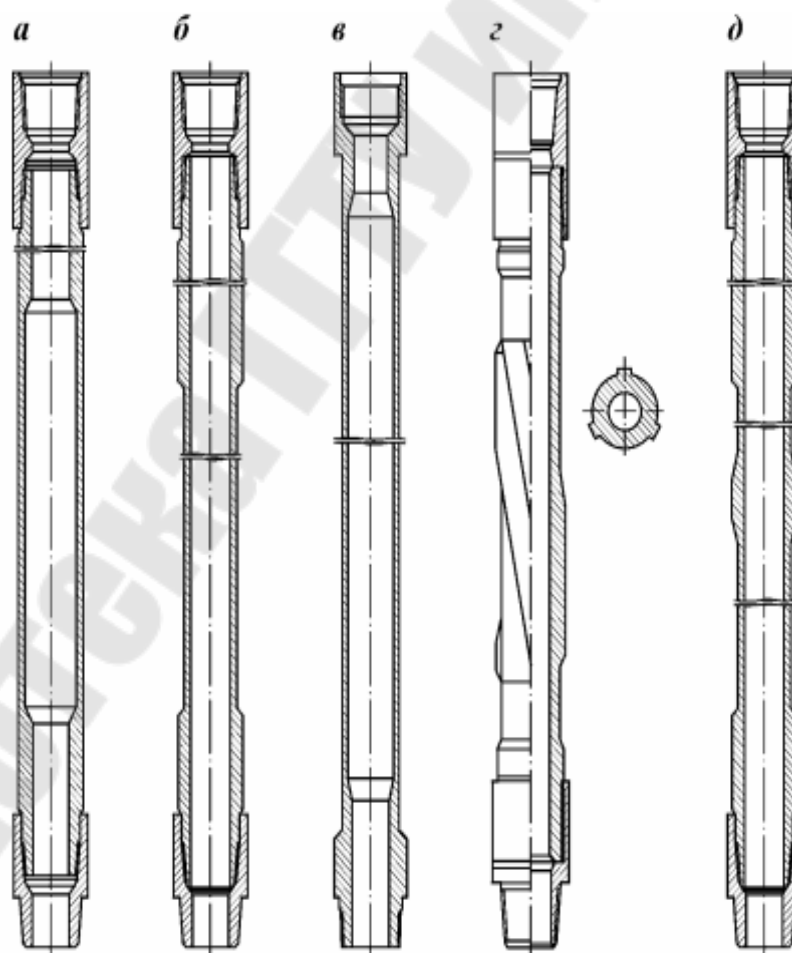


Рис.5.5 Конструкции легкосплавных бурильных труб: а – типа ТБ; б – типа ТБН; в – типа АБТбз; г – типа ТБУ; д – типа ТБУП

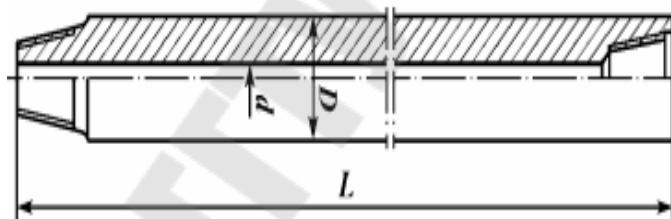
## 5.9 Назначение и конструкции утяжеленных бурильных труб

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.

УБТ устанавливают непосредственно над долотом или над 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. 5.6 – 5.8).

а



б

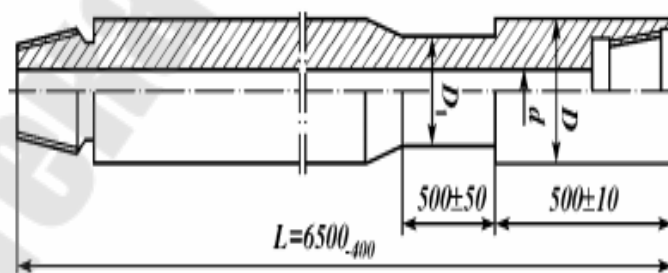


Рис.5.6. Конструкции гладких утяжеленных бурильных труб: а – УБТ горячекатаная, гладкая по всей длине; б – УБТ сбалансированная типа УБТС с просверленным отверстием, механической обработкой и проточкой под элеватор

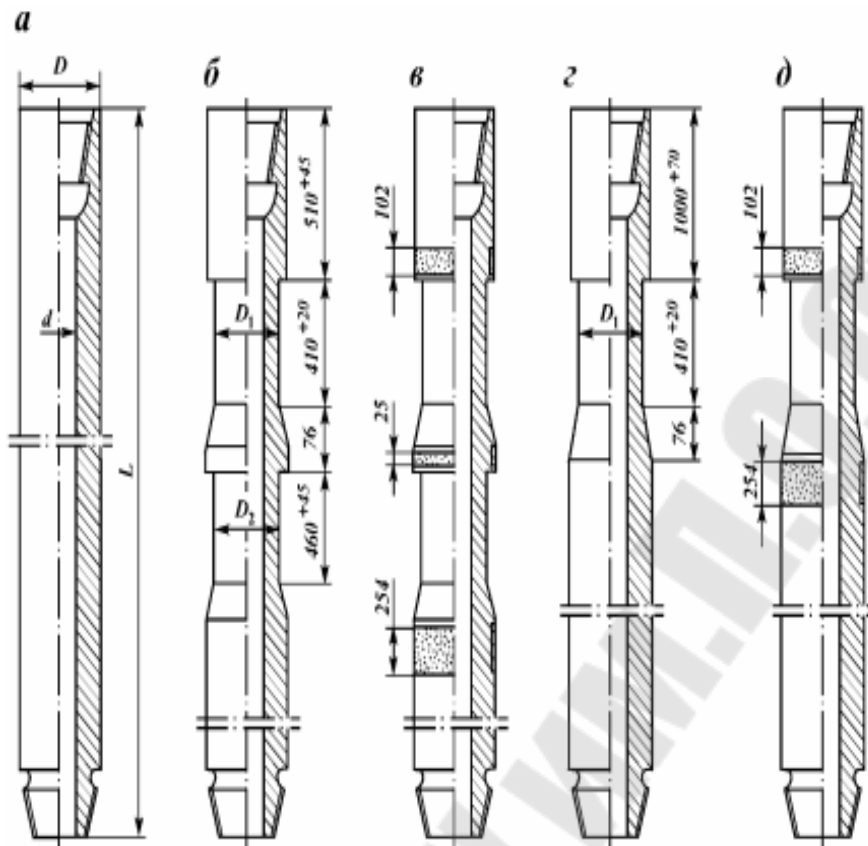


Рис.5.7. Утяжеленные бурильные трубы круглого сечения: а – типа А; б – типа Б; в – типа Б/1; г – типа Л; д – типа Л/1

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.5.8).

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.5.9).

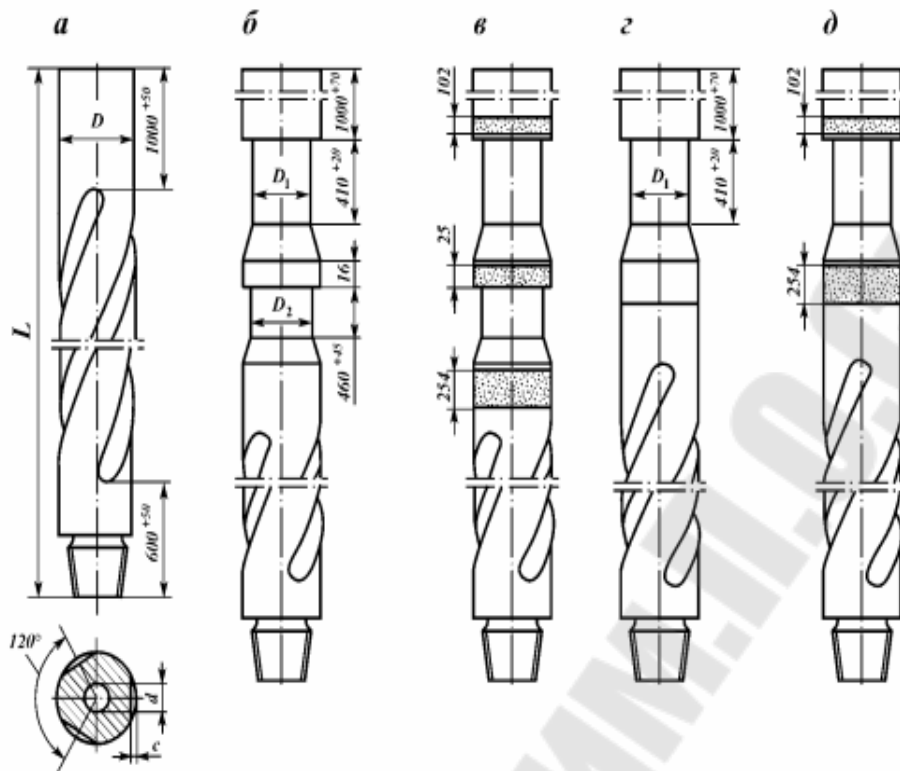


Рис.5.8. Утяжеленные бурильные трубы со спиральными канавками (лысками) а – типа Е; б – типа ЕН; в – типа ЕН/1; г – типа ЕЛ; д – типа ЕЛ/1

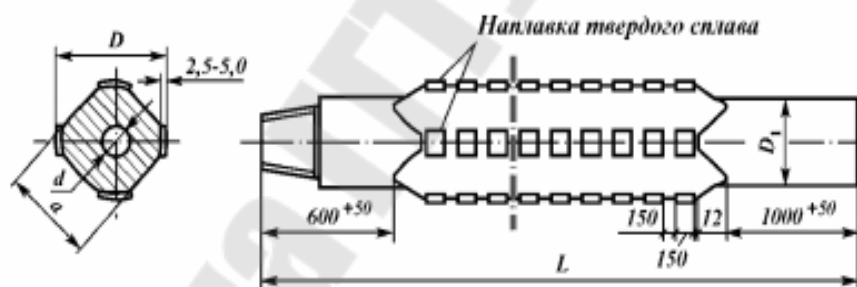


Рис.5.9. Конструкция УБТ квадратного сечения с наплавкой граней твердым сплавом

## 5.10 Назначение и конструкции переводников бурильной колонны

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.

### **5.11 Назначение и конструкции опорно-центрирующих элементов бурильной колонны**

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** (whipstoke) – 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 опорно-центрирующих устройств представлены на (рис.5.10 – 5.16).

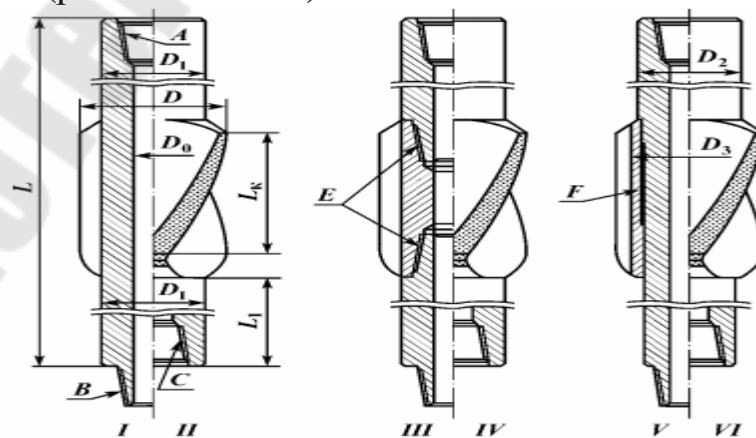


Рис.5.10. Калибраторы спиральные колонные и наддолотные конструкции ОАО «Буровая техника»



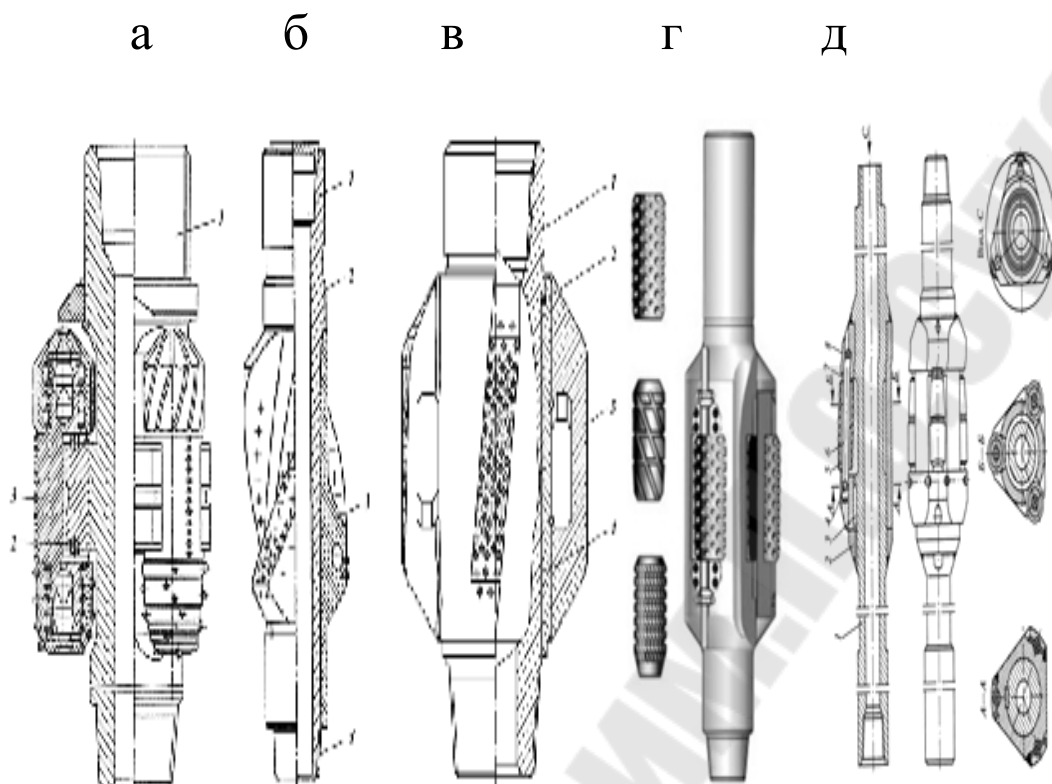


Рис.5.11. Конструкции опорно-центрирующих устройств: а – калибратор шарошечный типа КШУ; б – калибратор со сменными спиральными лопастями типа 8 КС; в – калибратор – центратор с прямыми лопастями типа КЦЛ; г, д – стабилизатор со сменными шарошками

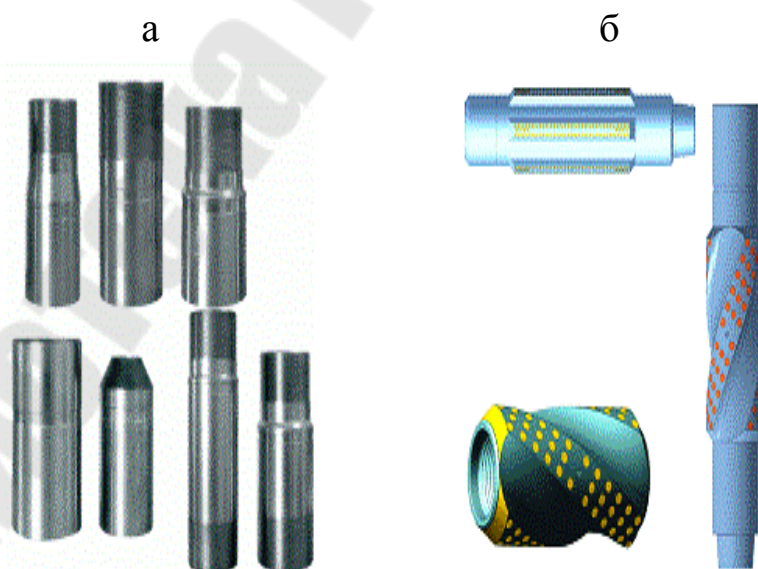


Рис.5.12. Общий вид переводников и опорно-центрирующих устройств: а – переводники ; б) – центраторы и калибраторы.

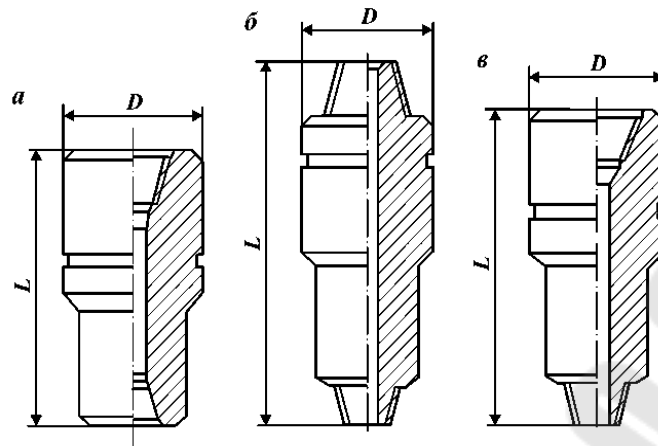


Рис.5.13. Конструкции переводников: а – муфтовый; б – nippleный; в – переходный



Рис.5.14. Лопатные расширители постоянного диаметра расширения: а – с вооружением типа PDC; б – ступенчатый с наплавкой лопастей твердым сплавом; в – бицентричное лопатное долото-расширитель.



Рис.5.15. Шарошечные расширители постоянного диаметра расширения: а – трехшарошечный с фрезерованным цилиндрическим вооружением шарошек для мягких горных пород; б – трехшарошечный с фрезерованным вооружением конических шарошек для средних горных пород; в – трехшарошечный с зубковым вооружением конических шарошек для твердых горных пород

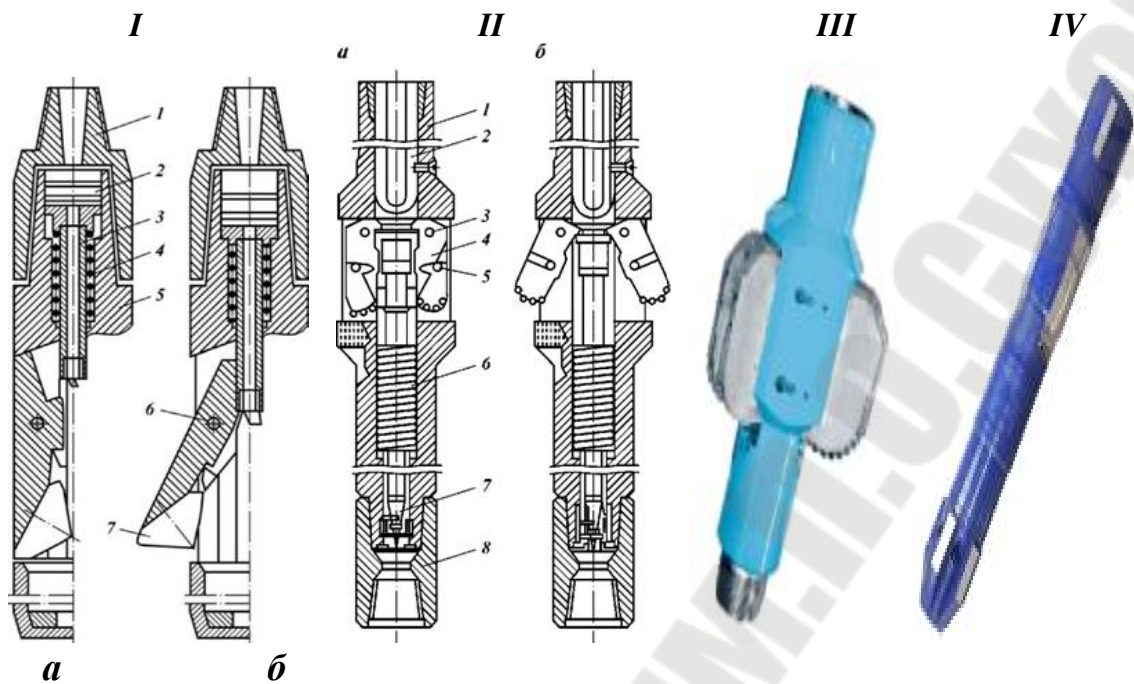


Рис.5.16. Конструкции раздвижных расширителей: I – схема работы раздвижного расширителя шарошечного типа; а – транспортное положение; б – рабочее положение; II – схема работы раздвижного расширителя лопастного типа; а – транспортное положение; б – рабочее положение; III – IV – общий вид раздвижных расширителей лопастного типа

## ТЕМА 6 БУРОВЫЕ ДОЛОТА

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.

### 6.1 Классификация буровых долот

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) (рис. 6.4);

б) дробяще-скалывающие (шарошечные долота), применяемые для разрушения большинства горных пород (рис. 6.5 – 6.19). Для целей бурения скважин промышленностью выпускается до 25 типоразмеров шарошечных долот - диаметром от 46 до 490 мм.

в) режуще-истирающие (алмазные долота, армированные алмазными кристаллами; алмазные долота с резцами или пластинами, армированными поликристаллическими алмазами и долота типа ИСМ, армированные сверхтвердым материалом «Славутич»), применяемые для разрушения твердых абразивных пород (рис. 6.19 – 6.21).

**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, несцементированных 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 (см.таблицу 6.1).

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 (6.1 – 6.2).



Рис.6.1. Фрезерованное вооружение шарошек долот типов М; МС; С и Т



Рис.6.2. Зубковое вооружение шарошек долот типов М3; МС3; С3; ТК3; Т3; К и ОК

Типы и области применения и шарошечных долот с фрезерованными зубьями и вставными твердосплавными зубками представлены в таблице 6.1.

Общая схема классификации шарошечных долот представлена на рисунке (6.3).

Таблица 6.1

**Типы и области применения и шарошечных долот с фрезерованными зубьями и вставными твердосплавными зубками**

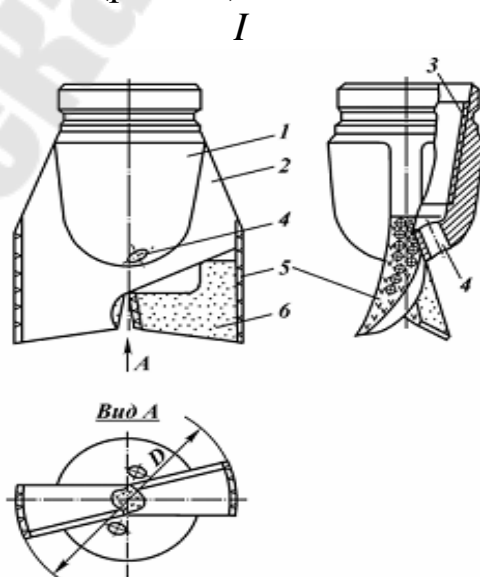
Тип	Область применения	Исполнение
М	Бурение мягких пород	С фрезерованными зубьями
МЗ	Бурение мягких абразивных пород	Со вставными твердосплавными зубками
МС	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
МСЗ	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями и вставными зубками
С	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Со вставными зубками
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых пород	С фрезерованными зубьями
Т	Бурение твердых пород	С фрезерованными зубьями
ТЗ	Бурение твердых абразивных пород	Со вставными зубками
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких пород	С фрезерованными зубьями и вставными зубками
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких пород	Со вставными зубками
К	Бурение крепких пород	Со вставными зубками
ОК	Бурение очень крепких пород	Со вставными зубками



Рис. 6.3. Общая схема классификации шарошечных долот

## 6.2 Конструктивные особенности буровых долот сплошного бурения

Конструктивные особенности лопатных долот режущего действия представлены на (рис.6.4).





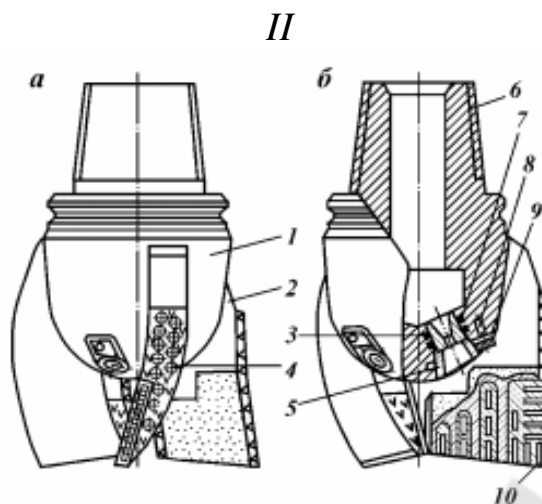


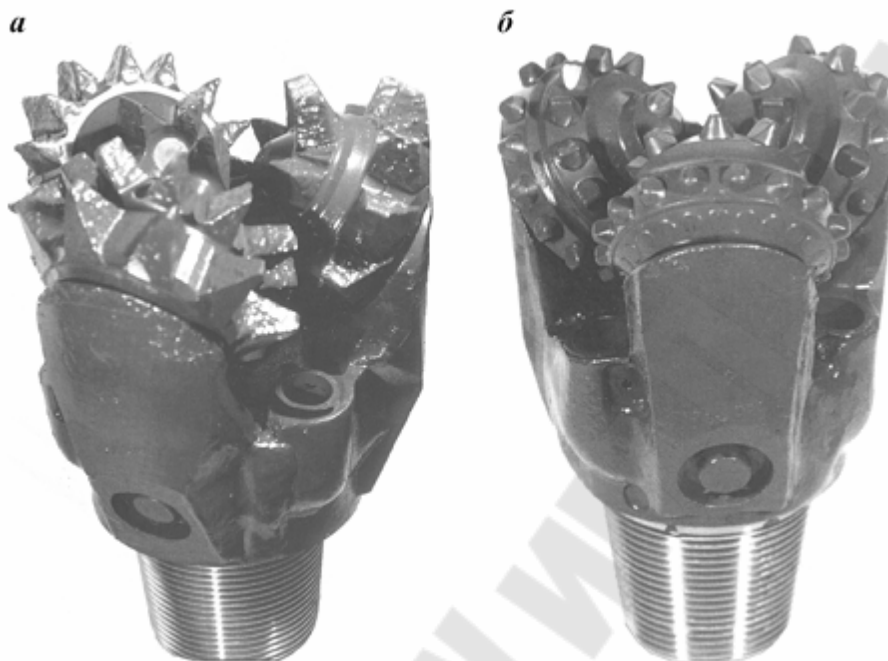
Рис.6.4. Конструкции лопастных буровых долот режущего действия: 1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – промывочная насадка; 4 – промывочный канал; I – двухлопастное типа 2Л (РХ), с открытым промывочным каналом без гидромониторных насадок; II – трехлопастное типа 3Л, с гидромониторными насадками

Особенностью конструкции лопастных буровых долот (рис.6.4) 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 (рис.6.4) или – с целью повышения эффективности очистки забоя и межлопастного пространства долота – оснащены специальными гидромониторными насадками (рис.6.4).

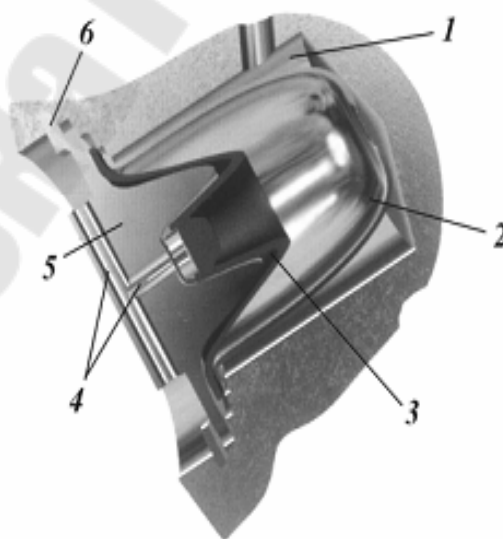
### **Конструктивные особенности шарошечных долот**

Основной объем бурения (до 90%) современных глубоких скважин осуществляют шарошечными долотами (рис.6.5 – 6.17), 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.6.5.* Общий вид трехшарошечных долот с боковой гидромониторной промывкой: а – с фрезерованным вооружением шарошек; б – с твердосплавным карбид-вольфрамовым вооружением шарошек



*Рис.6.6.* Компенсационный узел шарошечных долот с герметизированной маслonaполненной опорой: 1 – карман для смазки; 2 – габаритный металлический стаканчик; 3 – резиновая диафрагма; 4 – отверстия в крышке; 5 – крышка; 6 – разжимное стопорное кольцо

**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 на конусных поверхностях шарошки называется рядом или венцом – (внутренним или наружным). 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) заготовка, имеющая в своей нижней части выступ, называемый цапфой, для последующей (после механической обработки на токарном станке) установки на ней шарошки с комплектом опоры; верхние части лапы (после соответствующей фрезерной обработки) или привариваются по отдельности к литому корпусу – у корпусных долот или собираются в специальном приспособлении-кондукторе вместе и свариваются между собой, образуя корпус секционного долота;

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 (рис.6.9);

5) опора долота (открытая или герметизированная, маслonaполненная), т.е. комплект подшипников качения и скольжения, размещенных на цапфе каждой лапы долота (рис.6.7);

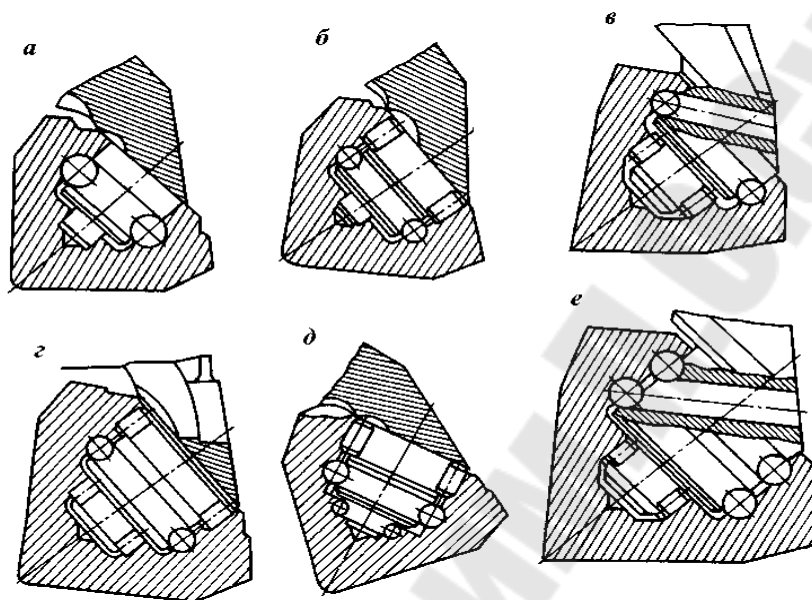


Рис.6.7. Типы опор шарошечных долот

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 шарошек долота (рис.6.2);

8) компенсационный узел долот с герметизированными маслonaполненными опорами (рис.6.6).

**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.6.8).

**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 (рис.6.8).

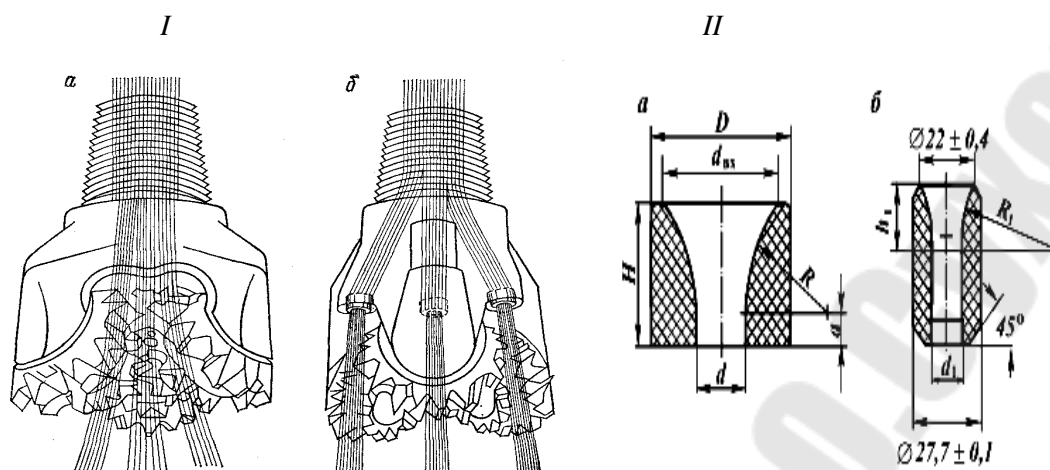


Рис. 6.8. Распределение потоков промывочной жидкости у шарошечных долот: I – распределение потока раствора – а – с центральной промывкой; б – с боковой гидромониторной промывкой; II – типы гидромониторных насадок долота – а – типа НД – металлокерамическая (твердосплавная); б – типа НВ – керамическая

**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.

**1) 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).

**2) Боковая гидромониторная промывка** обеспечивает лучшую очистку наиболее зашламованной периферийной части забоя, позволяет подвести к долоту большую гидравлическую мощность (перепад давления на долотах с гидромониторной промывкой достигает 5 – 15МПа).

**Конструктивные особенности корпусных шарошечных долот** представлены на (рис.6.9).

На (рис. 6.9) показаны корпусные трехшарошечные долота с центральным (а) и комбинированными (б) промывочными каналами.

Корпус 1 у такого долота литой, а к нему приварены три лопасти со своими цапфами 3, на каждой из которых установлена шарошка 7, свободно вращающаяся на роликовых 4 и 6 и шариковых 5 опорах.

Шариковая опора 5 дополнительно выполняет функцию замка, так как шары предотвращают возможность осевого перемещения шарошки. Шары вводятся через специальный канал в цапфе, который впоследствии закладывается пальцем 2 и его торец приваривается к внешней стороне лапы.

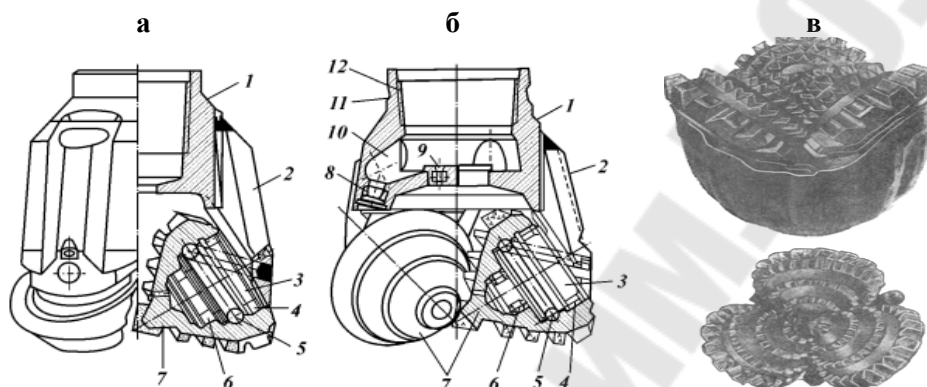


Рис. 6.9. Корпусные трехшарошечные долота с открытой (негерметизированной) опорой и фрезерованным вооружением шарошек: а – с центральной промывкой; б – с комбинированной (центральной и боковой гидромониторной) промывкой; в – общий вид корпусных долот: 1 – корпус; 2 – лапа; 3 – цапфа; 4 – 6 – подшипники; 7 – многоконусная шарошка; 8–9 – промывочные узлы с насадками; 10 – промывочный канал; 11 – присоединительная часть корпуса; 12 – замковая муфтовая коническая присоединительная резьба

**Конструктивные особенности секционных шарошечных долот** представлены на (рис.6.10– 6.12).

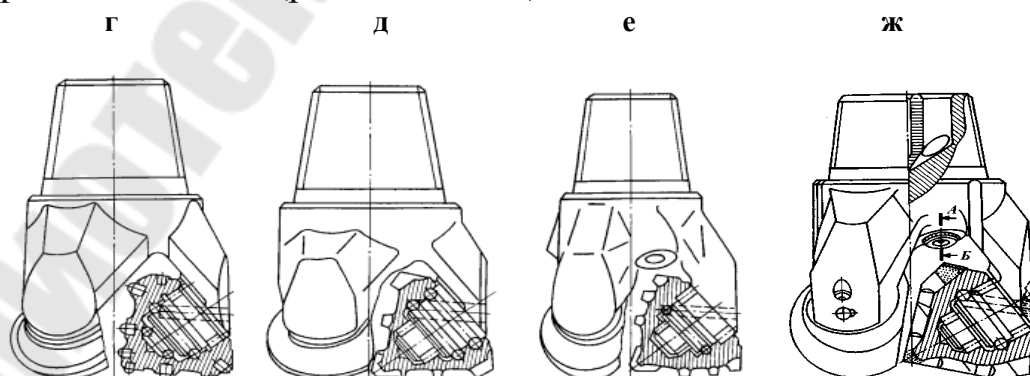


Рис. 6.10 Конструктивные схемы секционных трехшарошечных долот с открытой опорой: г – с центральной промывкой и зубковым вооружением; д – с центральной промывкой и фрезерованным вооружением; е;

ж – с боковой гидромониторной промывкой, фрезерованным вооружением и различными схемами крепления насадок

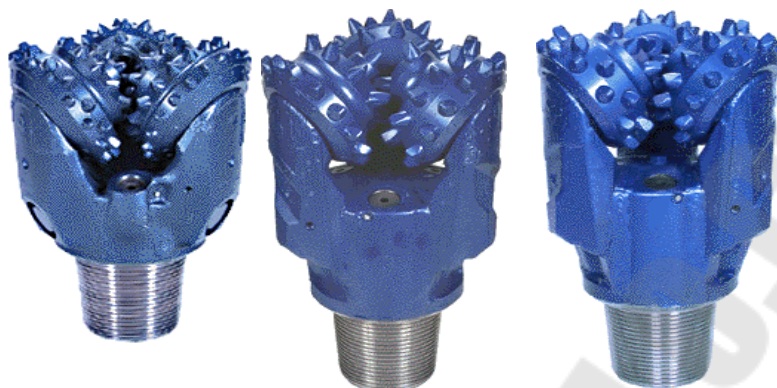


Рис. 6.11. Общий вид трехшарошечных долот с зубковым вооружением и вваренными в корпус гидромониторными промывочными узлами

а б в

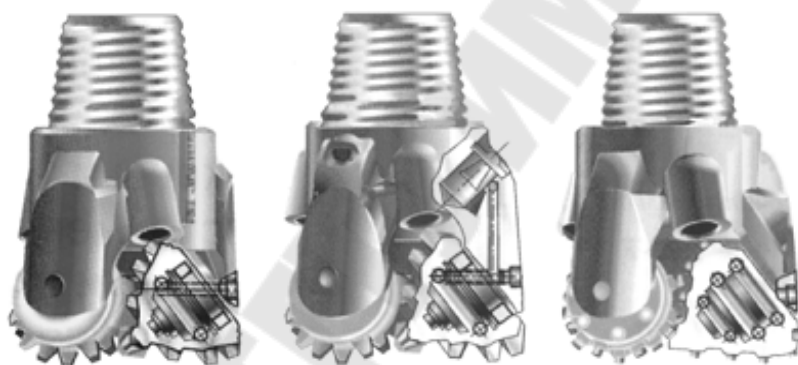


Рис.6.12. Конструктивные схемы трехшарошечных долот с боковой гидромониторной промывкой: а – с открытой опорой и фрезерованным вооружением; б – с герметизированной маслonaполненной опорой и фрезерованным вооружением; в – с открытой опорой и зубковым твердосплавным вооружением

На данных рисунках представлены конструкции различных типов трехсекционных шарошечных долот, корпус которых образован в процессе сборки и последующей сварки в специальном стенде - кондукторе трех отдельных секций (лап долота), каждая из которых имеет в своей нижней части цилиндрический выступ (цапфу), на которой после механической обработки на токарном станке собирается шарошка со своей опорой, т.е. набором шариковых 12 и роликовых 13 подшипников (опор вращения), а также опор скольжения 3–6 (рис.6.13). При этом шариковый подшипник собирается последним; шарики засыпаются через специальный канал

10, просверленный с тыльной стороны лапы долота и проходящий через цапфу с выходом на дорожку качения 11 шариков.

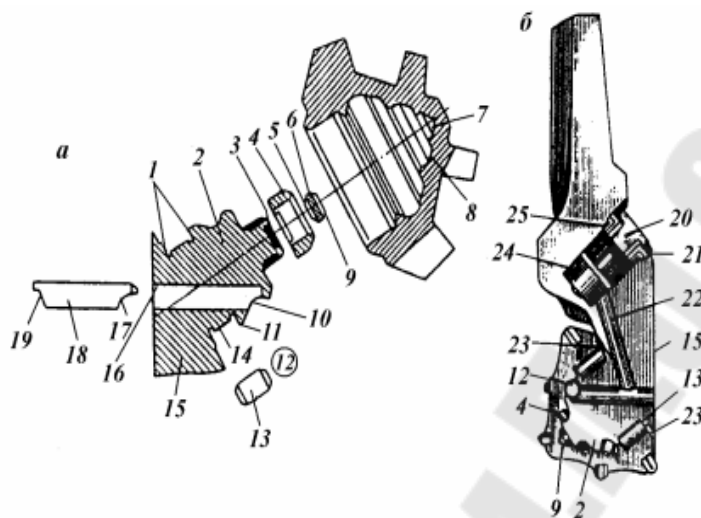


Рис. 6.13. Конструкция цапфы и секции (лапы) шарошечного долота: а - цапфа; б – секция (лапа) долота

При сборке шарошку проворачивают и шарики заполняют весь объем дорожки качения. Затем канал закрывают специальным пальцем 18 и заваривают его с внешней стороны лапы, образуя шариковый замок. Поэтому шариковая опора называется замковой. Окончательную сборку и сварку секций в кондукторе в единое долото выполняют после сверления всех каналов герметизирующих узлов долота и установки шарошек на каждую лапу. Аналогичным образом собираются и двухшарошечные секционные долота.

**Шарошечные долота изготавливают** с различным числом (1; 2 или 3) шарошек. В свою очередь, шарошки могут быть одно-, двух- и трехконусными со смещением или без смещения оси вращения относительно оси долота (рис.6.14). Величина смещения «*k*» максимальная у долот, предназначенных для бурения мягких горных пород и минимальная или отсутствует у долот для бурения твердых и крепких пород, т.к. срезающая способность, что обеспечивает смещение, – у таких долот практически отсутствует, вследствие незначительного внедрения зубьев вооружения шарошек в горную породу.



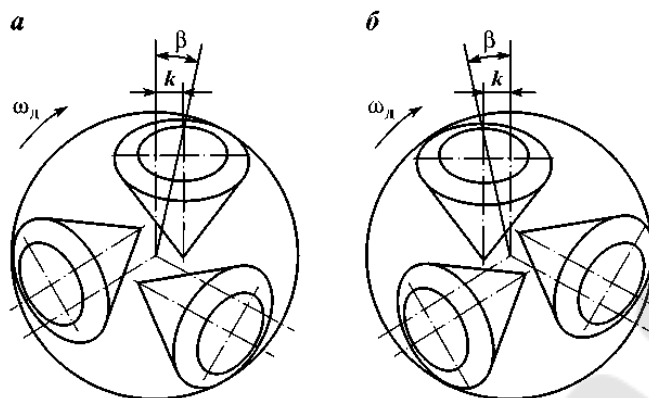


Рис. 6.14 Варианты смещения осей шарошек: а - шарошка с положительным смещением (по ходу вращения долота); б - шарошка с отрицательным смещением (против хода вращения долота)

**Конструктивные особенности секционного шарошечного долота для бурения с продувкой воздухом** представлены на (рис.6.15).

Как видно из рисунка эта конструкция принципиально мало чем отличается от долот, предназначенных для бурения с промывкой забоя промывочной жидкостью.

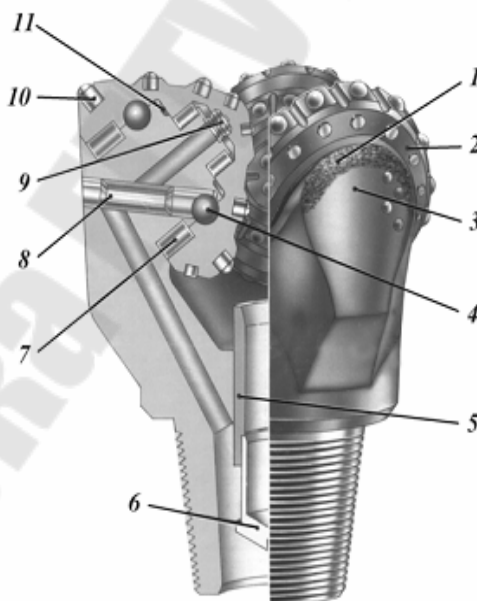


Рис.6.15. Конструкция долота для бурения с продувкой воздухом: 1 – наплавка твердым сплавом; 2 – шарошка; 3 – лапа; 4 – шарикоподшипник; 5 – сопло; 6 – клапан; 7 – роликоподшипник; 8 – замок; 9 – подпятник; 10 – твердосплавной зубок; 11 – упорный подшипник скольжения

На рисунках 6.16 – 6.17 представлены конструктивные особенности одношарошечных и двухшарошечных долот соответственно.

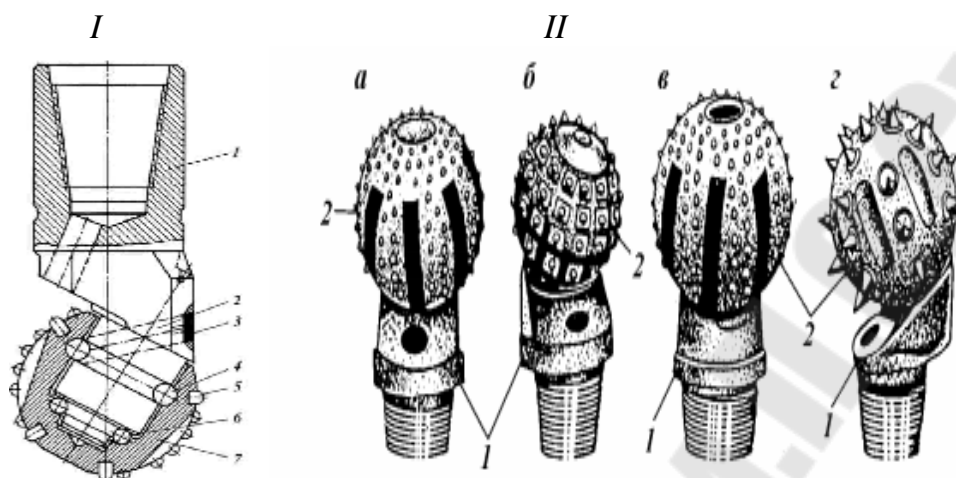


Рис. 6.16. Конструкция и модификации одношарошечных долот: 1 - корпус; 2 - замок; 3 - штифт; 4 - шарик; 5 - твердосплавный штырь; 6 - шарик; 7 - шарошка; **I** – конструкция одношарошечного долота с открытым боковым промывочным отверстием: 1-корпус долота с консольной лапой; 2- сферическая шарошка долота; **II** – модификации одношарошечных долот: а – основная (серийная) с продольными шламовыми проточками и боковой промывкой; б – с кольцевыми и радиальными проточками на шарошке и боковой промывкой; в – с нижней центральной промывкой; г – с коническими зубьями, продольными шламовыми проточками и боковой промывкой

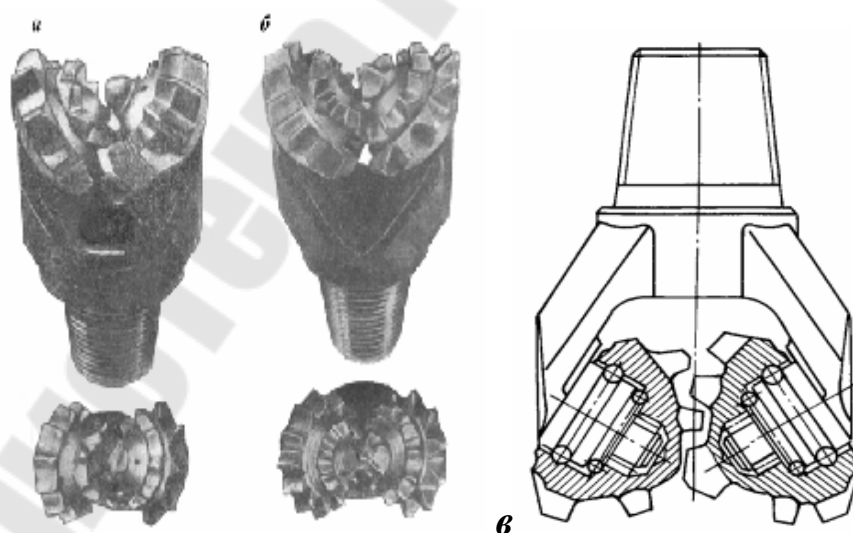


Рис. 6.17 Конструктивные особенности двухшарошечных долот: а,б – общий вид; в – конструкция

Породоразрушающими элементами, у лопастных долот являются приваренные к корпусу две или три лопасти, армированные твердосплавными включениями, а у шарошечных долот - это одна, две или три конусные шарошки, каждая из которых оснащена фрезерованными зубьями или вставными твердосплавными (из карбида вольфрама) зубками, размещенными на рядах (венцах) конусов шарошек, и может вращаться на цапфе лапы долота в подшипнике, перекачиваясь по забою скважины и внедряясь в него зубьями; у алмазных долот (рис.6.18) – это полусферическая матричная головка (матрица), сформированная из твердосплавного карбид-вольфрамового порошка и его последующим спеканием – после оснащения алмазами – в графитовых прессформах при высокой температуре, – с выемками для циркуляции промывочного агента и выноса осколков породы с забоя скважины, оснащенная искусственными или натуральными алмазными кристаллами, выступающими на рабочую поверхность матрицы долота (при поверхностном размещении алмазов) или размещенных в теле матрицы, в ее подповерхностном слое (у импрегнированных алмазных долот) долота.

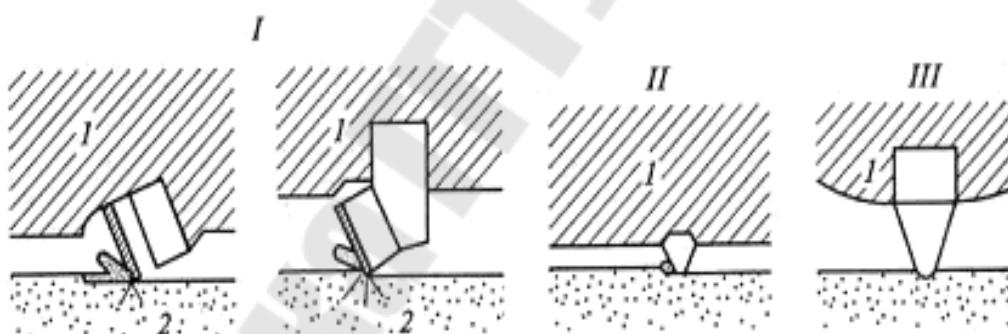


Рис.6.18 Разрушение породы алмазными и шарошечными долотами: I – долото типа PDC: а – разрушение породы резанием при увеличенной нагрузке; б – разрушение породы резанием при уменьшенной нагрузке; II – алмазное импрегнированное долото: разрушение породы резанием; III – зубковое шарошечное долото: разрушение породы дроблением.

### Работа долот на забое

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 (рис.6.18) 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.

Опыт бурения показал, что наилучшую компенсацию обеспечивает конструкция, не имеющая подвижных элементов, способных заклиниваться при перемещении (рис. 6.12 – 6.13).

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).

### **Конструктивные особенности алмазных долот**

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 (рис.6.19 – 6.20), представляют 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 «кernение».

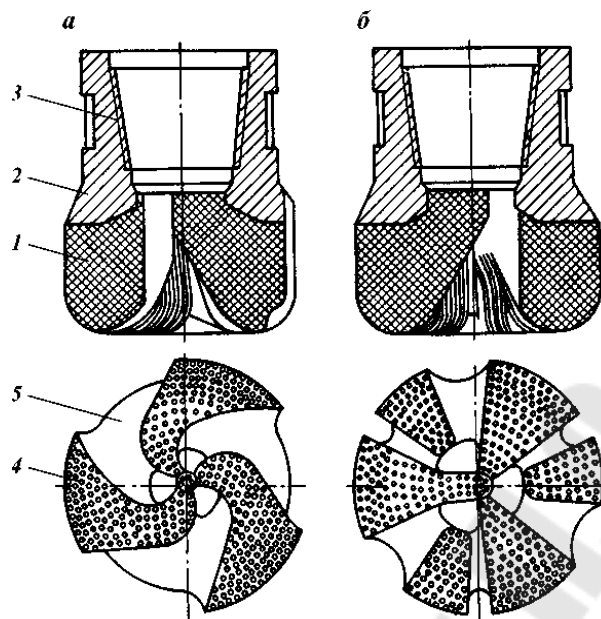
Периферийная часть алмазного долота представляет собой сферическую поверхность, переходящую по мере удаления от торца в цилиндрическую. Цилиндрическая часть производит калибровку стенок скважины. Во избежание заклинивания алмазного долота при его спуске в скважину диаметр алмазных долот выполняют на 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.

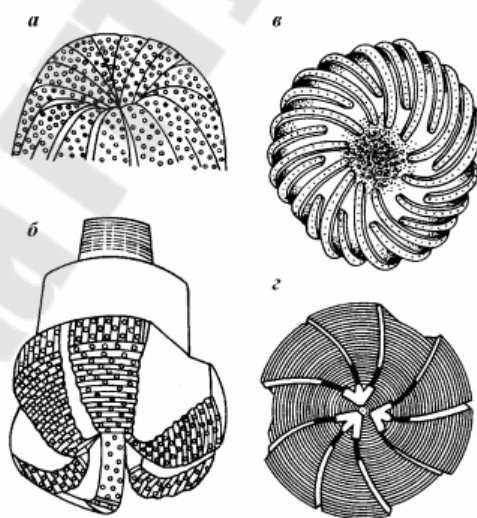
Рабочая поверхность долота оснащается алмазами различных размеров. Размеры их для калибрующей части 0,1–0,25 карата (1 карат равен 0,2 г.); для торцовых поверхностей 0,2–0,34 карата; для конусных поверхностей 0,1–0,25 карата. Количество зерен алмазов, устанавливаемых на поверхности долота диаметром 140 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.6.19* Конструкция алмазного долота для бурения сплошным забоем: а – со спиральными секторами торцевой части матрицы долота; б – с прямыми секторами торцевой части матрицы долота: 1 – твердосплавная алмазнесущая матрица; 2 – стальной корпус долота; 3 – замковая резьба; 4 – контактный сектор; 5 – выемка для циркуляции промывочного агента



*Рис. 6.21.* Основные разновидности алмазных долот: а – однослойное, радиальное, биконическое; б – ступенчатое; в – спиральное; г – импрегнированное.

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 порошок вольфрам, ферромolibден, никель.

Связывающими материалами при этом могут быть сплавы меди и цинка в различных соотношениях.

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.6.22), 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.6.22а),– так и долота-расширители, формирующие на участке бурения ступенчатый ствол: номинального и расширенного диаметра (рис.6.22б).

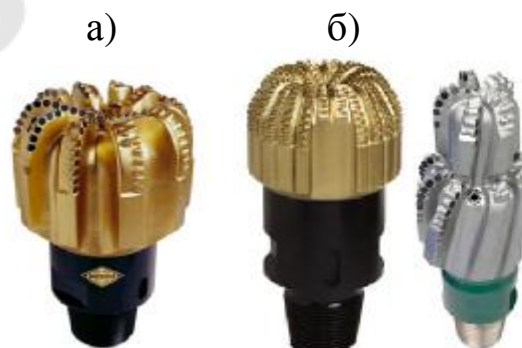


Рис.6.22. Алмазные долота типа PDC: а – долота постоянного диаметра; б – бицентричное долото-расширитель

### Конструктивные особенности керноотборного породоразрушающего инструмента

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.6.23), 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.6.23 кернорватель не показан).

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.

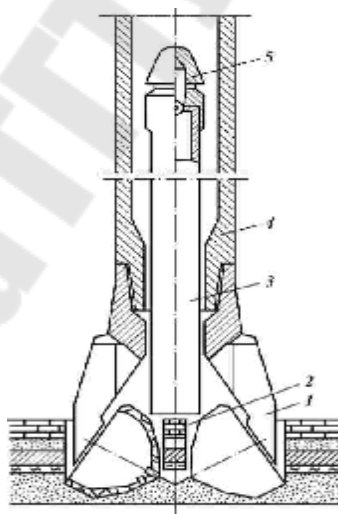


Рис.6.23 Турбодолото типа КТД-4 со съемной грунтоноской для турбинного бурения с отбором керна: 1 – бурильная головка; 2 – керна; 3 – грунтоноска со шлипсом; 4 – корпус турбодолота 5 – шлипсовая головка с шаровым клапаном

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.

Для отрыва керна от забоя и удержания его в кернаприемной трубе до подъема на дневную поверхность служат специальные устройства – компоновки кернарвателей, включающей нижний – цанговый кернарватель, охватывающий и обжимающий снаружи столбик керна и нижний – рычажковый кернарватель, перекрывающий внутреннюю полость кернаприемной трубы и сохраняющий керн при подъеме. Основные типы компоновки кернарвателей, используемых в кернаприемных устройствах различных типов, представлены на рис.6.24.

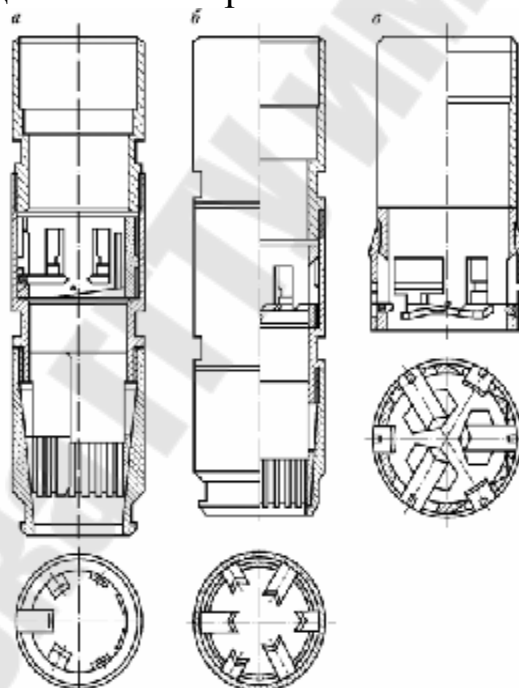


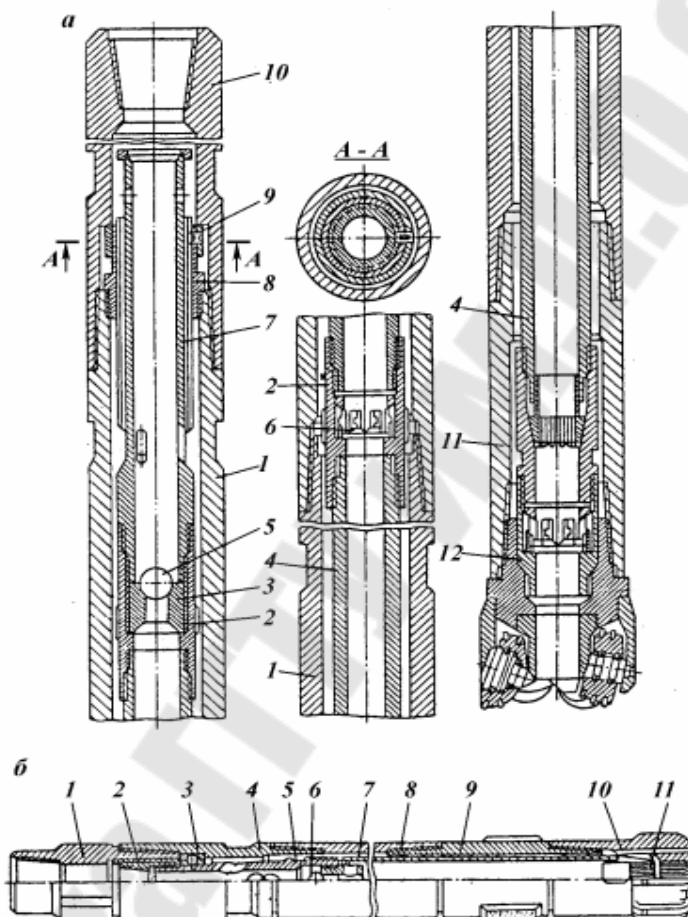
Рис. 6.24. Основные типы компоновки кернарвателей: а – типа КЦР-7; б – типа КЦР-4; в – типа Р-26

При роторном бурении с отбором керна используются кернаприемные устройства с несъемной грунтоноской (рис. 6.25).

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, называемым керном.

Такие долота называются бурильными головками. Они могут быть шарошечными – с разным количеством шарошек, алмазными и типа ИСМ. Конструкции различных типов шарошечных бурильных головок приведены на (рис. 6.25 – 6.28).



*Рис.6.25* Конструкции керноприемных устройств с несъемной грунтоносной 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; 2 – контрвтулка; 3 – шарикоподшипник; 4 – головка; 5 – полый шпindel; 6 – шар; 7 – керноприемник; 8 – корпус 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).

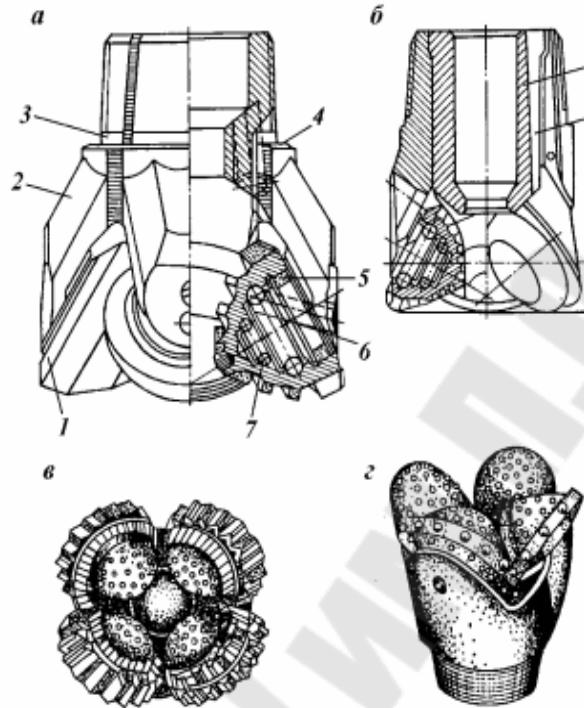


Рис.6.26 Конструкции четырехшарошечных бурильных головок: а – 1 – шарошка; 2 – лапа; 3 – соединительная головка с конической замковой резьбой; 4 – промывочный узел; 5,6,7 – подшипники (Р-Ш-Ш); б – 1 – внутренний керноприемник; 2 – промывочный канал а) – с внутренним центратором керна; б – с внутренним керноприемником; в – с шарошками, имеющими комбинированное вооружение: наружное скважинообразующее – фрезерованные зубья; внутреннее кернообразующее – твердосплавные, карбидвольфрамовые зубки; г – со сферическими шарошками, имеющими твердосплавное, карбидвольфрамовое вооружение (зубки)

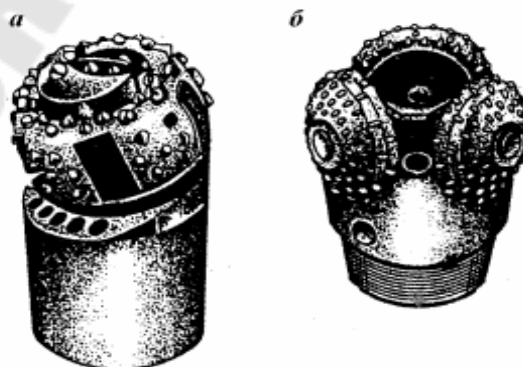


Рис.6.27 Бурильные головки одношарошечные и трехшарошечные: а – одношарошечная бурильная головка со сферической шарошкой, имеющей твердосплавное, карбидвольфрамовое вооружение (зубки); б – трехшарошечная

бурильная головка с шарошками чечевичной формы, имеющими твердосплавное, карбидвольфрамовое вооружение (зубки)

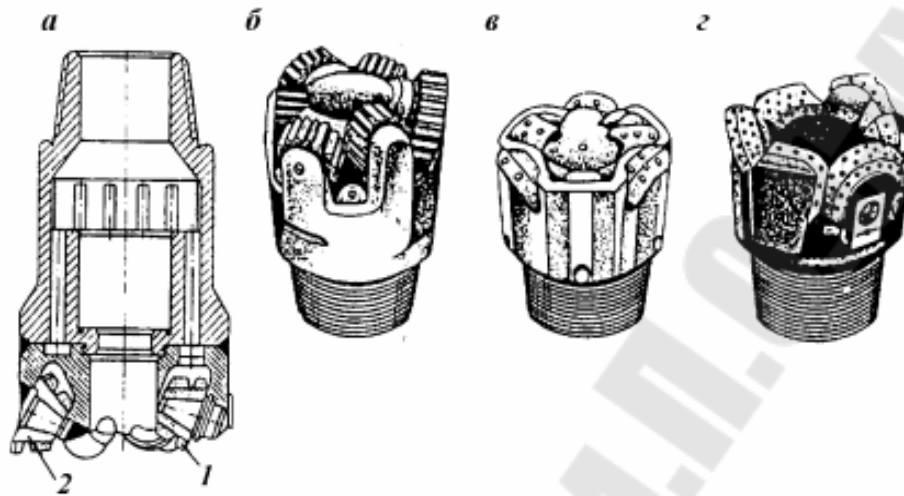


Рис.6.28 Шестишарошечные бурильные головки с литым цилиндрическим корпусом: а – с шарошками в форме усеченных конусов, имеющих фрезерованное вооружение; б – с шарошками в форме цилиндров, имеющих фрезерованное вооружение; в – с шарошками двухконусной формы, имеющими твердосплавное, карбидвольфрамовое вооружение (зубки); 1 – внутренняя кернообразующая шарошка; 2 – наружная скважинообразующая шарошка

Конструктивные особенности бурильных головок алмазных и ИСМ представлены на (рис.6.29 – 6.32).

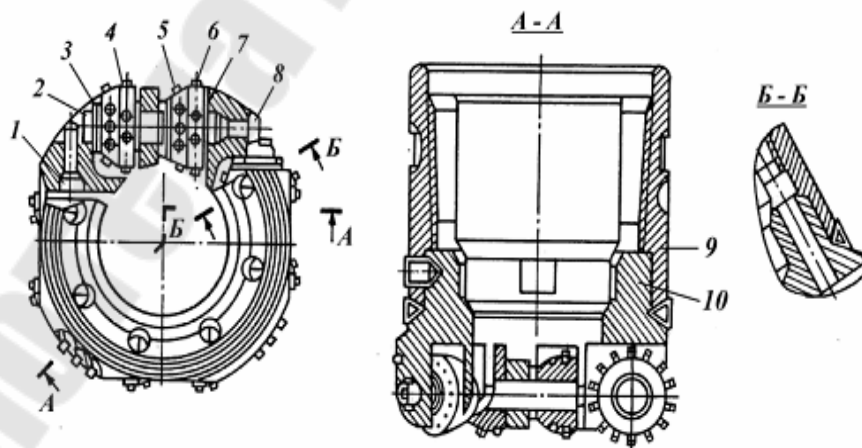


Рис.6.29 Восьмишарошечная бурильная головка режущего действия, с шарошками, оснащенными твердосплавным, карбидвольфрамовым вооружением (зубками): 1 – запорный хвостовик; корпус; 2 – опорная ось; 3 – шайба; 4 – скважинообразующая шарошка; 5 – калибрующие твердосплавные подрезные зубки с плоской рабочей 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

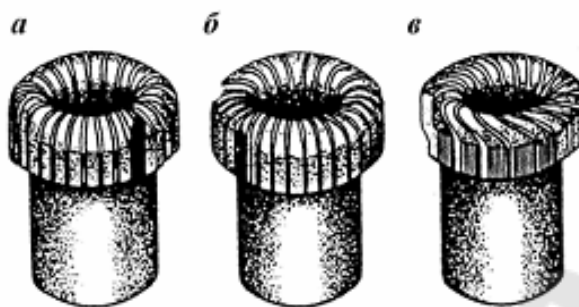


Рис. 6.30. Алмазные бурильные головки: а – с тороидально-призматической прямой секторной, алмазосодержащей матрицей; б – с тороидальной прямой секторной, алмазосодержащей матрицей; в – с тороидальной спиралевидной секторной, алмазосодержащей матрицей.

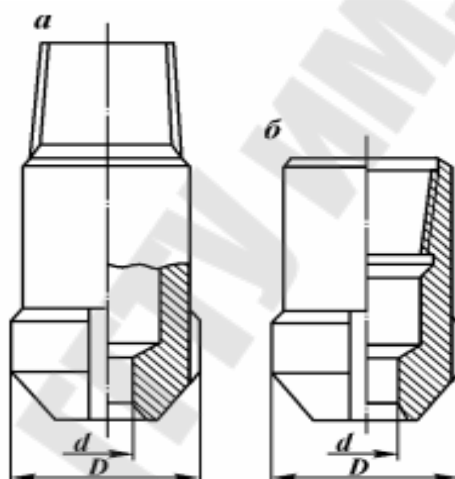


Рис. 6.31. Схемы присоединительных частей алмазных бурильных головок:  $D$  – наружный диаметр бурильной головки;  $d$  – внутренний кернообразующий диаметр бурильной головки (диаметр керна); а – с ниппельной и б – с муфтовой замковой резьбами.

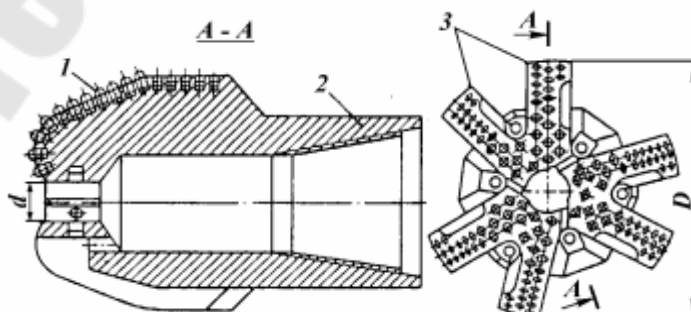


Рис. 6.32 Шестилопастная бурильная головка типа ИСМ, оснащенная вооружением из сверхтвердого сплава «славутич»: 1 – вставки из сверхтвердого сплава «славутич» со сферической рабочей поверхностью; 2 – корпус с шестью лопастями, керноприемным каналом и шестью промывочными каналами.

## **ТЕМА 7 ПРИВОД ДОЛОТА. РОТОР. ПОГРУЖНЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ. ВЕРХНИЙ ПРИВОД БУРОВЫХ УСТАНОВОК**

При бурении глубоких нефтяных и газовых скважин наибольшее применение получило вращательное бурение. При этом способе цилиндрический ствол формируется непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы в процессе бурения также непрерывно выносятся на поверхность циркулирующим буровым раствором (газом, газированной жидкостью). При вращательном бурении долото внедряется в породу в результате одновременного действия осевого усилия (нагрузки), направленного перпендикулярно к плоскости забоя, и окружного усилия от вращающего момента.

Различают следующие основные способы вращательного бурения:

1) роторное бурение, при котором двигатель (вращатель – ротор буровой установки), приводящий во вращение долото на забое с помощью колонны бурильных труб, находится на поверхности;

2) бурение с использованием забойного (погружного) двигателя, при котором двигатель расположен у забоя скважины, над долотом (турбобур, винтовой забойный двигатель, турбинно-винтовой двигатель и электробур).

Роторное и турбинное бурение являются основными способами проводки скважин, их применяют повсеместно. Особенно широко используют турбинный способ бурения в России.

### **7.1 Устройство и принцип работы ротора буровой установки**

**Ротор** (рис.7.1) **буровой установки** является многофункциональным оборудованием.

Он не только передает вращение долоту через ведущую трубу и бурильную колонну, но и удерживает на весу бурильную колонну, если от нее отсоединена талевая система; является опорным столом при свинчивании и развинчивании бурильных труб во время спускоподъемных операций; служит стопорным устройством для долота, свинчиваемого с УБТ, или погружным двигателем; центрирует бурильную колонну в скважине и т.д.

Основными узлами ротора являются: станина 1, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол 2 с укрепленным

зубчатым коническим венцом; вал 6, на внешнем конце которого установлено зубчатое колесо под цепную передачу, а на внутреннем - коническая шестерня, входящая в зацепление с коническим венцом; рифленый кожух 5, ограждающий вращающийся стол; вкладыши 4 для обхвата ведущей трубы, проходящей через отверстие 3.

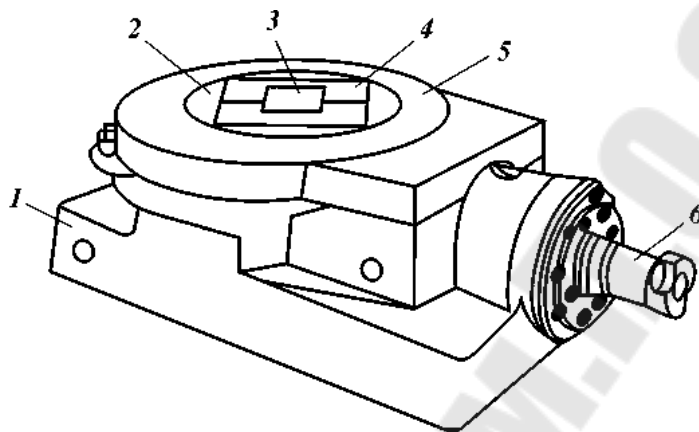


Рис.7.1 Схема ротора буровой установки: 1 – станина; 2 – стол; 3 – отверстие; 4 – вкладыши; 5 – рифленый кожух; 6 – вал привода

Отверстие стола ротора без вкладышей обеспечивает прохождение через него в скважину любых технических устройств (долот, расширителей, центраторов, и т.д.). Смазка всех трущихся деталей ротора осуществляется маслом, залитым в корпус ротора.

## 7.2 Функции бурового ротора

**Буровой ротор предназначен** для выполнения следующих функций:

- вращение (вертикально перемещаемой) бурильной колонны в процессе проходки скважины роторным способом;
- восприятие реактивного крутящего момента и обеспечение продольной подачи бурильной колонны при использовании забойных двигателей;
- удержание бурильной или обсадной колонны труб над устьем скважины при наращивании и спускоподъемных операциях;
- проворачивание инструмента при аварийных работах, встречающихся в процессах бурения и крепления скважины.

Ротаторы относят к числу основных механизмов буровой установки. Их различают по диаметру проходного отверстия, мощности и допускаемой статической нагрузке. По конструктивному исполнению роторы делят на неподвижные и перемещающиеся

возвратно-поступательно относительно устья скважины в вертикальном направлении.

Привод ротора осуществляется посредством цепных, карданных и зубчатых передач от буровой лебедки, коробки передач либо индивидуального двигателя.

В зависимости от привода роторы имеют ступенчатое, непрерывно-ступенчатое и непрерывное изменение скоростей и моментов вращения. Для восприятия реактивного крутящего момента от забойного двигателя их снабжают стопорными устройствами, устанавливаемыми на быстроходном валу либо на столе ротора. Подвижные детали смазываются разбрызгиванием и принудительным способом. Поставляют роторы в двух исполнениях – с пневматическим клиновым захватом (ПКР) для удержания труб и без него.

Конструкция ротора должна обеспечить необходимые удобства для высокопроизводительного труда и отвечать требованиям надежности и безопасного обслуживания. При этом габариты ротора должны быть ограничены площадью, отводимой для его установки на буровой площадке. Роторы, используемые в буровых установках различных классов и модификаций, должны быть максимально унифицированы по техническим параметрам и конструкции.

### **7.3 Работа ротора буровой установки**

Ротор работает следующим образом. Вращательное движение от силовых двигателей через трансмиссионную систему при включении роторной пневматической муфты передается посредством цепной передачи на вал ротора, а последний при помощи конической зубчатой передачи вращает стол ротора в горизонтальной плоскости, который, обхватывая квадратными вкладышами ведущую трубу, вращает ее и всю бурильную колонну с долотом.

Для выполнения спускоподъемных операций вместо вкладышей в отверстие стола ротора устанавливают пневматические клинья, на которые периодически при помощи зажимных сухарей с насечкой подвешивают бурильную колонну и отвинчивают от нее или навинчивают на нее находящуюся над ротором очередную свечу бурильных труб.



#### **7.4. Особенности бурения скважин с использованием гидравлических забойных двигателей (ГЗД)**

В соответствии с принятой терминологией, гидравлический забойный двигатель (ГЗД) – это используемый при бурении в качестве привода долота механизм, в котором кинетическая энергия потока промывочной жидкости, принудительно нагнетаемой буровыми насосами, преобразуется в механическую энергию вращения вала. Рабочий орган любого ГЗД состоит из двух основных частей: неподвижного (невращающегося) статора и подвижного (вращающегося) ротора. В настоящее время при бурении скважин в основном используются два вида ГЗД: гидродинамического действия – турбобуры и гидростатического (объемного) действия – винтовые забойные двигатели (ВЗД).

Бурение гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями) для обеспечения их стабильной и устойчивой работы вызывает необходимость поддержания в рабочем состоянии буровых насосов и очистной системы буровых установок, подающих буровой раствор надлежащего качества к рабочим органам ГЗД.

Повышенное содержание абразивной твердой фазы в буровом растворе повышает износ рабочих органов ГЗД, а также его осевых и радиальных опор.

Буровой раствор должен обладать необходимыми реологическими и тиксотропными свойствами, обеспечивающими его достаточную текучесть через рабочие органы ГЗД, а также – способность выносить буровой шлам на поверхность и удерживать его от выпадения на забой скважины при прекращении по любой причине циркуляции жидкости.

Расход ( $Q$ ) бурового раствора имеет определяющее значение в энергетической характеристике ГЗД любого типа. С увеличением расхода бурового раствора в определенных пределах – возрастают все характеристики ГЗД, кроме к.п.д.

При бурении скважин с использованием гидравлических забойных двигателей (ГЗД) бурильная колонна не вращается, а воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя (турбобура, турбовинтового 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 бурения ГЗД 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.

ГЗД при бурении располагается в составе КНБК непосредственно над долотом и является гидромашинной, преобразующей гидравлическую энергию потока бурового раствора в механическую энергию вращения своего вала, соединенного с долотом и передающего вращение долоту.

**Турбобур** представляет собой забойный гидравлический агрегат с многоступенчатой осевой гидравлической турбиной, приводимой в действие потоком бурового раствора, который принудительно под давлением закачивается в бурильную колонну с поверхности буровыми насосами.

Турбобур (рис.7.2) состоит из двух групп деталей: вращающихся и не вращающихся. Невращающуюся группу деталей составляют переводник, при помощи которого турбобур соединяется с бурильной колонной, цилиндрический корпус 2 с кольцами пяты, дисками 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. 7.2 б) представляет собой два диска с лопатками: один диск – ротор – укреплен на валу турбобура, второй – статор – в корпусе турбобура.

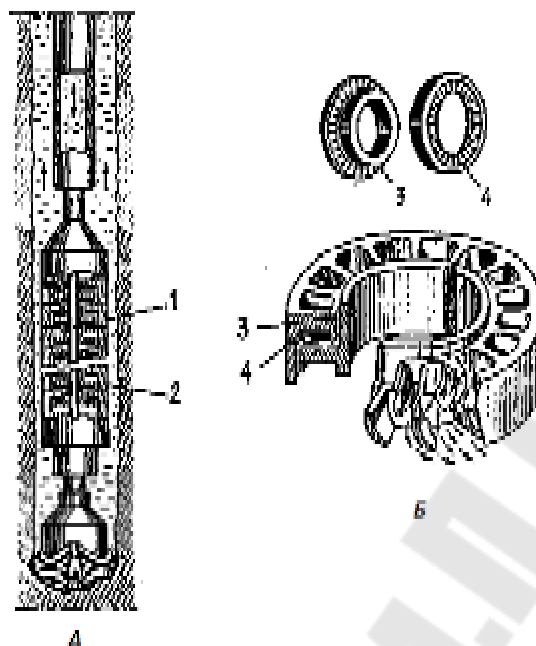


Рис. 7.2 Упрощенная схема устройства и работы турбобура: А – упрощенная схема конструкции турбобура; Б – схема работы одной ступени турбобура (статор-ротор): 1 – вал турбинной секции; 2 – корпус турбинной секции; 3 – ротор (вращающаяся) часть ступени турбины; 4 – статор (невращающаяся) часть ступени 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.

Турбины, применяемые в находящихся в эксплуатации турбобурах являются турбинами осевого типа, т.е. циркуляция рабочей жидкости (бурового раствора) на входе и выходе потока происходит вдоль оси турбины.

При работе осевой турбины турбобура поток жидкости, непрерывно подаваемый буровыми насосами в турбобур, проходя через статор, ускоряется за счет сужения межлопаточного канала от входа к выходу, а также получает направление вращения вокруг оси турбины. Попадая затем в ротор, лопатки которого являются зеркальным отражением лопаток статора, поток жидкости меняет направление на противоположное.

В результате ускорения и изменения направления движения потока жидкости, лопатки статора и ротора испытывают действие крутящих моментов, одинаковых по величине и противоположных по направлению. За счет жесткой фиксации статоров – в корпусе турбобура, а роторов турбины – на его валу, вал турбобура под действием крутящего момента, создаваемого на лопатках ротора, вращается вместе с ротором турбины.

Отработав в одной ступени, поток жидкости попадает на следующую ступень, где происходит аналогичное преобразование кинетической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала. В результате энергия, создаваемая всеми ступенями турбин суммируется и вал турбобура вращается под действием суммарного рабочего крутящего момента в направлении «по часовой стрелке», а в корпусе турбобура и далее в бурильных трубах, соединенных с корпусом, действует равный по значению, но противоположный по направлению «против часовой стрелки» реактивный момент.

Конструктивно каждая ступень многоступенчатой турбины турбобура состоит из статора и ротора (рис.7.2).

Статор и ротор имеют утолщенную часть, называемую ступицей, и проточную часть, называемую венцом, в которой по радиусам установлены лопатки турбины. Для повышения прочности венца лопатки ротора и статора каждой ступени турбин охвачены ободами цилиндрической формы, которые отливаются вместе с лопаточным аппаратом. Установочные размеры ступиц всех турбин одного габаритного размера одинаковы.

Ступени турбин в рабочей (турбинной) секции установлены с взаимным осевым зазором (люфтом) между лопатками ротора и

статора, составляющим в зависимости от типа турбины от 12 до 16 мм.

При этом роторы турбинных ступеней закреплены с нормируемым натягом по ступицам на валу секции роторной гайкой (конусно-шлицевой полумуфтой), а статоры закреплены с нормируемым натягом по своим ступицам – в корпусе секции корпусным переводником.

Натяг в сопрягаемых деталях (одноименных ступицах роторов или статоров) за счет возникающих сил трения обеспечивает их взаимную неподвижность, исключаящую сдвиг или проворот их относительно друг друга – соответственно по валу или по корпусу и, как следствие, исключает «замыв» посадочных поверхностей соответствующих ступиц буровым раствором.

Кроме того, натяг в сопрягаемых деталях обеспечивает взаимную деформацию собираемых на валу или в корпусе ступеней турбин: вал и корпус растягиваются, а ступени турбин сжимаются. За счет разности значений жесткостей ( $EI$ ) вала и корпуса турбинной секции их взаимные деформации при сборке с несоблюдением нормируемых величин натягов могут отличаться и нарушать линейную геометрию собираемых деталей, что приводит к «потере люфта» в ступенях турбин и нарушению работоспособности турбинной секции. Поэтому, соблюдение установленных значений натягов в сопрягаемых деталях «по валу» и «по корпусу» является обязательным условием при сборке турбинных секций.

Главное различие между типами турбин состоит в разных профилях их лопаток. Лопатки всех турбин конструируются таким образом, чтобы их профили обтекались потоком жидкости с минимальными гидродинамическими потерями. Поэтому различие в профилях сводится в основном к разнице значений и направлений конструктивных углов входа и выхода лопаток.

### **Основные типы осевых турбин турбобуров**

В зависимости от конструктивных углов входа и выхода лопаток и их направления различают три основных типа турбин (рис. 7.3.):

а) – турбины высокоциркуляционного типа (с падающей к тормозу линией давления), у которых входная часть профиля направлена под одним углом к оси турбины, а выходная часть – под другим углом, причем выход направлен в сторону, противоположную

направлению входа. Примером таких турбин являются турбины А7Н4С и А9К5Са, которыми оснащаются соответственно турбобуры А7Ш и А9Ш;

б) – турбины нормально- циркулятивного (нормального) типа (с горизонтальной или постоянной линией давления), у которых входная часть лопатки направлена по оси турбины, а выходная часть направлена под углом. Примером таких турбин являются турбины 26/16,5-195 и 30/16,5-240, которыми оснащаются соответственно турбобуры 3ТСШ-195 и 3 ТСШ1-240, которые в настоящее время при бурении скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» не применяются. Их используют в Западной Сибири;

в) – турбины низкоциркуляционного типа (с возрастающей к тормозу линией давления), у которых входная часть профиля лопатки направлена под одним углом к оси турбины, а выходная часть под другим, причем выход профиля направлен в ту же сторону, что и вход. Примером таких турбин являются современные турбины ТВМ-195 и 21/16,5-195, отливаемые из легированных сталей методом точного литья по выплавляемым моделям и которыми оснащаются соответственно турбобуры 3ТВМ-195 и 2 ТСА-195.

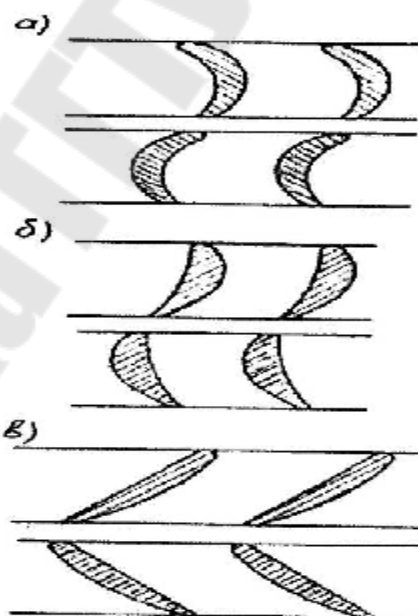


Рис.7.3 Три основных типа турбин турбобуров: а – высокоциркулятивного типа (с падающей к тормозу линией давления - тип А); б – нормальноциркулятивного (нормального) типа с постоянной линией давления – тип ТСШ); в – низкоциркулятивного типа (с возрастающей к тормозу линией давления – типов ТВМ и ТСА)

Конструктивный угол выходной части лопаток влияет на основные энергетические параметры турбины: крутящий момент и частоту вращения. Чем больше этот угол по отношению к оси турбины, тем быстрее турбина и развиваемый ею крутящий момент. Профили лопаток турбин различной быстроходности представлены на (рис.7.4).

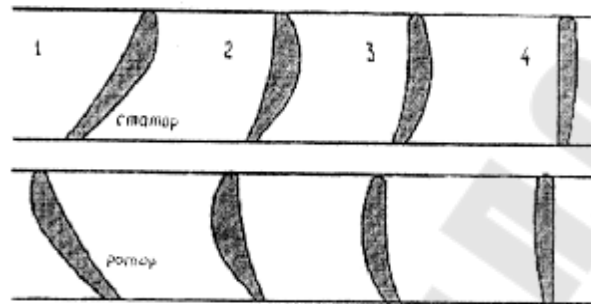


Рис.7.4. Профили лопаток турбин различной быстроходности: 1 – наиболее быстроходная турбина; 2 – турбина средней быстроходности; 3 – тихоходная турбина; 4 – турбина нулевой быстроходности – гидротормоз (ГТ)

### Энергетическая характеристика турбобура

Энергетическая характеристика турбины, установленной в турбобуре, определяет и его энергетическую характеристику.

Энергетической характеристикой турбобура называется совокупность зависимостей крутящего момента  $M$ , перепада давления  $P$ , мощности  $N$  и коэффициента полезного действия (к.п.д.)  $\eta$  от частоты вращения вала  $n$ , характеризующих режим работы турбобура при заданных значениях расхода  $Q$  и плотности  $\rho$  бурового раствора.

Общие примеры энергетических характеристик турбобуров, оснащенных турбинами различных типов, приведены на (рис. 7.5).

Основными параметрами энергетической характеристики турбины турбобура являются :

- тормозной (максимальный крутящий момент)  $M_T$  ;
- частота вращения на холостом режиме (максимальная)  $n_x$  ;
- частота вращения на рабочем режиме  $n_p$  ;
- перепад давления на рабочем режиме  $P$  ;
- перепад давления на холостом режиме  $P_x$  ;
- максимальная мощность,  $N_M$  ;
- максимальный КПД  $\eta_M$ .

Основными режимами работы турбины являются:

- тормозной, при  $n = 0$ ,  $M = M_T$ ;
- экстремальный, при  $N = N_M$
- оптимальный, при  $\eta = \eta_M$ ;
- холостой, при  $n = n_x$ ,  $M = 0$ .

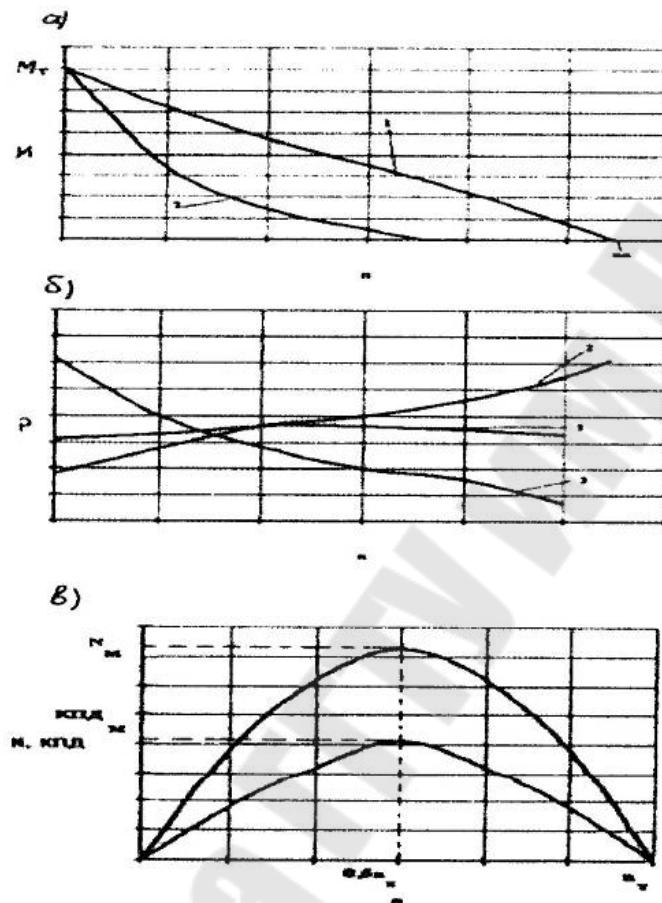


Рис. 7.5 Примеры энергетических характеристик турбобуров, оснащенных турбинами различных типов: а – зависимость крутящего момента от частоты вращения вала  $M = f(n)$ : 1 – линейная; 2 – нелинейная (для турбин с уменьшенными гидравлическими потерями); б – зависимость перепада давления от частоты вращения вала  $P = f(n)$ : 1 – турбобур типа ТСШ с постоянной линией давления (турбины «нормального» типа (26/16,5-195 или 30/16,5-240); 2 – турбобур типа А Ш с падающей к тормозу линией давления (турбины высокоциркулятивного типа А7Н4С или А9К5Са); 3 – турбобуры типа ТВМ; ТСА с возрастающей к тормозу линией давления (турбины низкоциркулятивного типа соответственно: ТВМ-195; Т-33/13-195 или Т-28/18-240); в – зависимости мощности ( $N$ ) и к.п.д. ( $\eta$ ) от частоты вращения вала турбобура:  $N = f(n)$ ;  $\eta = f(n)$ .



Обычно экстремальный режим работы турбобура считается и его рабочим режимом, т.к. при этом развивается максимальная мощность и КПД турбобура.

Величина крутящего момента, развиваемого турбиной турбобура, в соответствии с рисунком 6.6, зависит от частоты вращения вала.

Зависимость крутящего момента от частоты вращения для большинства турбин линейна и описывается уравнением (7.1):

$$M = M_T(1 - n/n_x) \quad (7.1)$$

где  $M$  – крутящий момент;  $M_T$  – тормозной (максимальный) крутящий момент;  $n$  – частота вращения;  $n_x$  – частота вращения максимальная на холостом режиме работы (без нагрузки).

### **Определение характеристик турбобура**

При постоянном значении расхода промывочной жидкости через турбину, развиваемый ею крутящий момент на экстремальном режиме и эффективный перепад давления определяются соответственно по формулам Эйлера (7.2) и (7.3):

$$M = 2\pi Q\rho r^2 zn \quad (7.2)$$

где  $M$  – крутящий момент;  $Q$  – расход жидкости (бурового раствора);  $\rho$  – плотность бурового раствора;  $r$  – средний (расчетный) радиус турбины;  $z$  – количество ступеней турбины;  $n$  – частота вращения вала турбины.

$$P_э = 4\pi^2 \rho r^2 zn^2 \quad (7.3)$$

где  $P_э$  – эффективный перепад давления на турбине.

Общий перепад давления  $P$  на турбине «нормального» типа определяется по формуле (7.4):

$$P = P_э / \eta_m \quad (7.4)$$

где  $\eta_m$  – максимальное значение КПД турбины, при котором режим работы турбины называется оптимальным.

Максимальная мощность  $N_m$  турбины определяется из выражения (7.5):

$$N_m = 2\pi M n \quad (7.5)$$

где  $N_m$  – максимальная мощность турбины.

Коэффициент полезного действия (к.п.д.)  $\eta$  турбобуров определяется по формуле (7.6):

$$\eta = 2\pi Mn / PQ \quad (7.6)$$

Между расходом ( $Q$ ) и другими энергетическими характеристиками турбобуров, как указывалось ранее, существуют определенные пропорциональные зависимости (7.7), а именно: изменение частоты вращения пропорционально изменению расхода – в первой степени, крутящего момента и перепада давления – во второй степени, а мощности – в третьей степени; при этом частота вращения вала обратно пропорциональна нагружающему моменту.

$$\begin{aligned} n \sim Q; n \sim 1/M; M \sim Q^2; P \sim Q^2; N \sim Q^3; \eta_{inv} Q; \eta_{inv} \rho; \eta_{inv} z; \\ M \sim \rho; M \sim z; P \sim \rho; P \sim z; N \sim \rho; N \sim z; \end{aligned} \quad (7.7)$$

где  $n$  – частота вращения;  $M$  – момент силы;  $N$  – мощность;  $\eta$  – к.п.д.;  $z$  – количество ступеней турбин;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости.

Зависимости (7.7) можно выразить в другом виде (7.8), где текущее значение энергетического параметра имеет индекс «1», а измененное (или требуемое) его значение – индекс «2» :

$$\begin{cases} n_1/n_2 = Q_1/Q_2; n_1/n_2 = M_1/M_2; M_1/M_2 = Q_1/Q_2; M_1/M_2 = \rho_1/\rho_2; \\ M_1/M_2 = z_1/z_2; P_1/P_2 = Q_1/Q_2; P_1/P_2 = \rho_1/\rho_2; P_1/P_2 = z_1/z_2; \\ N_1/N_2 = Q_1^3/Q_2^3; N_1/N_2 = \rho_1/\rho_2; N_1/N_2 = z_1/z_2 \end{cases} \quad (7.8)$$

Пересчет текущих значений энергетических параметров при их изменении или выборе требуемого значения осуществляется в соответствии с зависимостями (7.8) по следующим формулам (7.9):

$$\begin{cases} n_2 = n_1 \cdot Q_2/Q_1; n_2 = n_1 \cdot M_1/M_2; M_2 = M_1 \cdot Q_2^2/Q_1^2; M_2 = M_1 \cdot \rho_2/\rho_1; \\ M_2 = M_1 \cdot z_2/z_1; P_2 = P_1 \cdot Q_2^2/Q_1^2; P_2 = P_1 \cdot \rho_2/\rho_1; P_2 = P_1 \cdot z_2/z_1; \\ N_2 = N_1 \cdot Q_2^3/Q_1^3; N_2 = N_1 \cdot \rho_2/\rho_1; N_2 = N_1 \cdot z_2/z_1 \end{cases} \quad (7.9)$$

Устойчивая работа турбобура, обеспечивается не менее, чем с двукратным запасом крутящего момента, т.е. рабочий режим, характеризующийся определенными значениями крутящего момента  $M_p$  и частоты вращения  $n_p$  будет оптимальным при значениях (7.10) и (7.11), при которых реализуются максимальная мощность и КПД турбобура:

$$M_p = 0,5 M_T \quad (7.10)$$

$$n_p = 0,5 n_x \quad (7.11)$$

где  $M_p$  и  $n_p$  – соответственно крутящий момент на валу турбобура и частота вращения вала турбобура на рабочем (под

нагрузкой) режиме работы;  $M_T$  – тормозной момент турбобура, при котором  $n_p = 0$ ;  $n_x$  – частота вращения вала турбобура – на «холостом» (без нагрузки) режиме работы, при котором  $M_p = 0$ .

### **Требования к современному турбобуру**

Современный турбобур должен обеспечивать:

- 1) достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости не более 0,07 л/с на см<sup>2</sup> площади забоя;
- 2) устойчивую работу при частотах вращения менее 7 с<sup>-1</sup> для шарошечных и 7–10 с<sup>-1</sup> для алмазных долот;
- 3) максимально возможный КПД;
- 4) срабатывание перепада давления на долоте не менее 7 МПа;
- 5) наработку на отказ не менее 300 ч;
- 6) долговечность не менее 2000 ч;
- 7) постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до наработки на отказ;
- 8) независимость энергетической характеристики от давления и температуры окружающей среды;
- 9) возможность изменения реологических свойств бурового раствора в процессе долбления;
- 10) возможность введения в буровой раствор различных наполнителей и добавок;
- 11) возможность промывки ствола скважины без вращения долота;
- 12) возможность определения траектории ствола скважины в любой точке вплоть до долота без подъема буровой колонны;
- 13) стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и освобождение от стопорения;
- 14) гашение вибрации бурового инструмента;
- 15) экономию приведенных затрат на 1 м проходки скважины по сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

Понятно, что в одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время в одном диаметральном габарите целесообразно иметь возможно меньшее число типов турбобуров.

В начале 1950-х годов в связи с увеличением глубин скважин стали стремиться к увеличению числа ступеней турбины для снижения частот вращения долот. Появились секционные турбобуры, состоящие из двух-трех секций, собираемых в одну машину

непосредственно на буровой. Секции свинчивались с помощью конической резьбы, а их валы соединялись сначала конусными, а затем конусно-шлицевыми муфтами. Осевая опора секционного турбобура устанавливалась в нижней секции.

В дальнейшем, в целях упрощения эксплуатации турбобуров, осевая опора была вынесена в отдельную секцию – шпиндель. Это усовершенствование позволило заменять на буровой наиболее быстроизнашиваемый узел турбобура – его опору.

Секционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами с диаметром корпуса 172, 195 и 240 мм.

## Конструктивные особенности турбобуров

### Односекционные турбобуры

На рисунке 7.6 показана наиболее совершенная конструкция односекционного турбобура типа Т12МЗБ-240 диаметром 240 мм, включающего турбину, составленную из 100–120 ступеней, резинометаллическую пяту и корпусные детали.

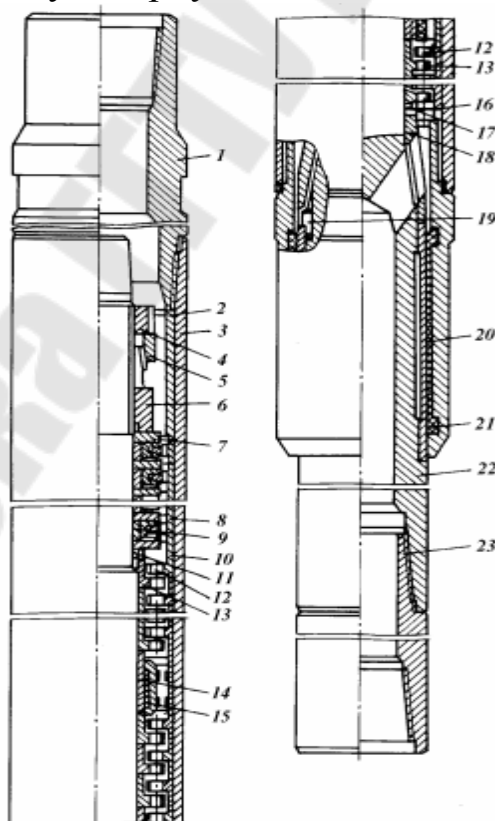


Рис.7.6 Односекционный турбобур Т12МЗБ-240: 1 – переводник; 2 – втулка корпуса; 3 – корпус; 4 – контргайка; 5 – колпак; 6 – роторная гайка; 7 – диск пяты; 8 – подпятник; 9 – кольцо пяты; 10, 16 – регулировочные кольца; 11, 17 – уплотнительные кольца; 12 – статор; 13 – ротор; 14, 20 втулки средней и

нижней опоры соответственно; 15 – средняя опора; 18 – упорная втулка; 19 – шпонка; 21 – ниппель; 22 – вал; 23 – переводник вала

На валу 22 размещены диски ротора 13, втулка 20 нижней опоры, две втулки 14 средней опоры и упорная втулка 18. Все перечисленные детали зажаты роторной гайкой 6, для предохранения которой от самопроизвольного отвинчивания предусмотрен обжимающий колпак 5, закрепляемый контргайкой 4.

### **Секционные турбобуры**

Турбобуры типа ТС состоят из двух и более последовательно соединенных между собой секций, каждую из которых собирают из 100 ступеней турбин в отдельном корпусе. Секции соединяют в турбобур непосредственно на буровой. Секционные турбобуры предназначены для бурения глубоких скважин, так как обладают повышенной мощностью благодаря увеличению числа ступеней турбин, работающих синхронно. Диаметральные размеры секций аналогичны размерам односекционных турбобуров. Секционирование турбобуров позволило создать турбобур с высокими энергетическими показателями при малых габаритах (127 и 104,5 мм). Число секций в турбобурах достигает четырех.

Устройство секционного турбобура типа ЗТС показано на рис. 7.7. Корпуса секций снабжены переводниками, которые соединены между собой посредством конической резьбы. Валы секций соединяются с помощью конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней 8 и верхней 7 полумуфт. Можно использовать конусную муфту без шлицевых пазов.

Осевая опора 12 у секционных турбобуров общая, и, как правило, она располагается в нижней секции. Конструкция резинометаллического подшипника опоры не отличается от конструкции подшипников односекционных турбобуров.

### **Шпиндельные турбобуры**

Шпиндельный турбобур в отличие от секционного имеет осевую опору, вынесенную в отдельный узел. Эти турбобуры предназначены для бурения скважин как обычными шарошечными, так и гидромониторными долотами. Возможность бурения гидромониторными долотами обусловлена снижением утечек в зазоре между валом и ниппелем, так как в шпиндельных турбобурах осевая опора непроточная и размещается в нижней части турбобура.

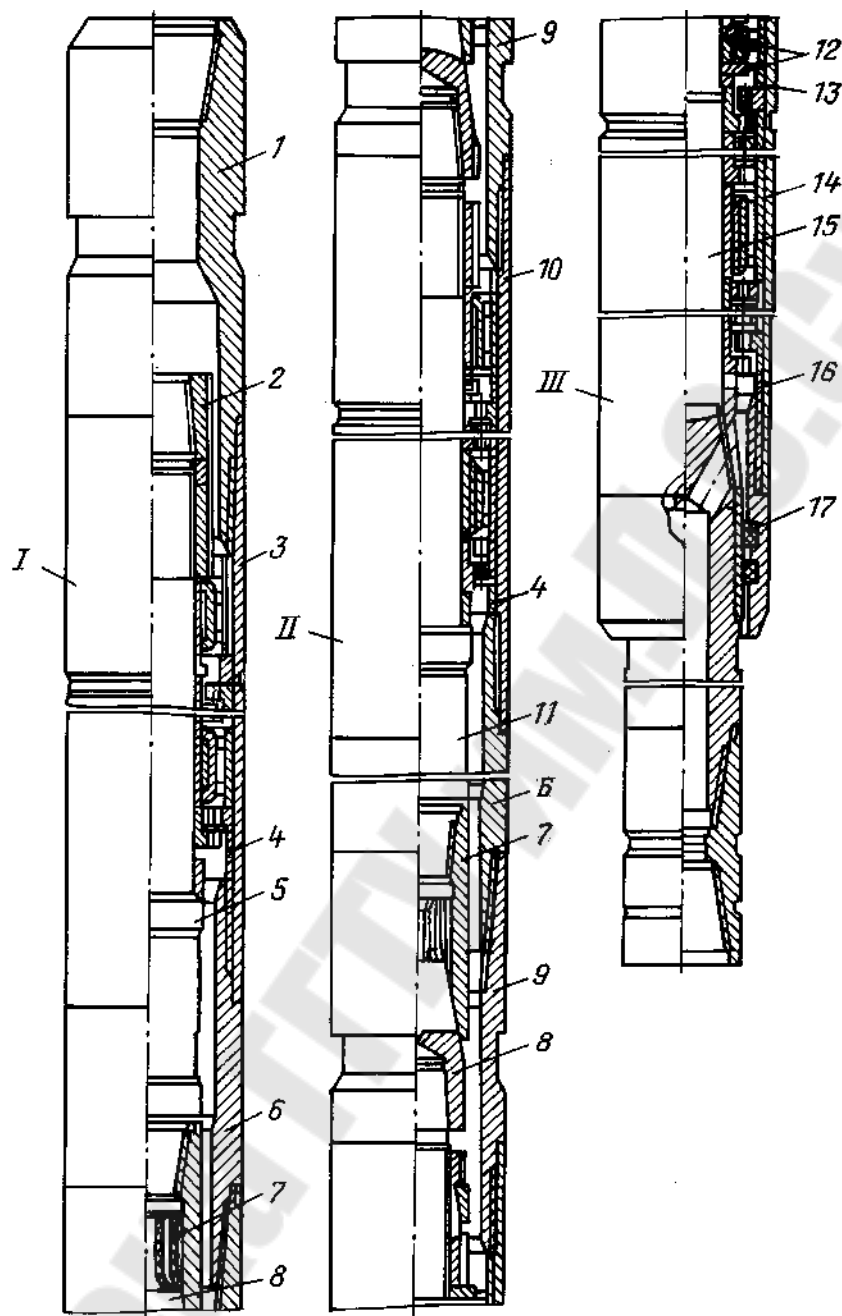


Рис.7.7 Конструкция трехсекционного турбобура типа ЗТС: I, II, III – верхняя, средняя и нижняя секции соответственно; 1 – переводник; 2 – контргайка; 3, 10, 14 – корпуса верхней, средней и нижней секций; 4 – регулировочные кольца средней и верхней секции; 5, 11, 15 – валы верхней, средней и нижней секций; 6, 9 – верхний и нижний соединительные переводники; 7, 8 – верхняя и нижняя полумуфты; 12 – осевая опора; 13 – регулировочное кольцо нижней секции; 16 – регулировочное кольцо ниппеля; 17 – ниппель

В шпindelных турбобурах ЗТСШ к осевой опоре присоединяют две или три турбинные секции. Устройство шпинделя показано на (рис.7.8).

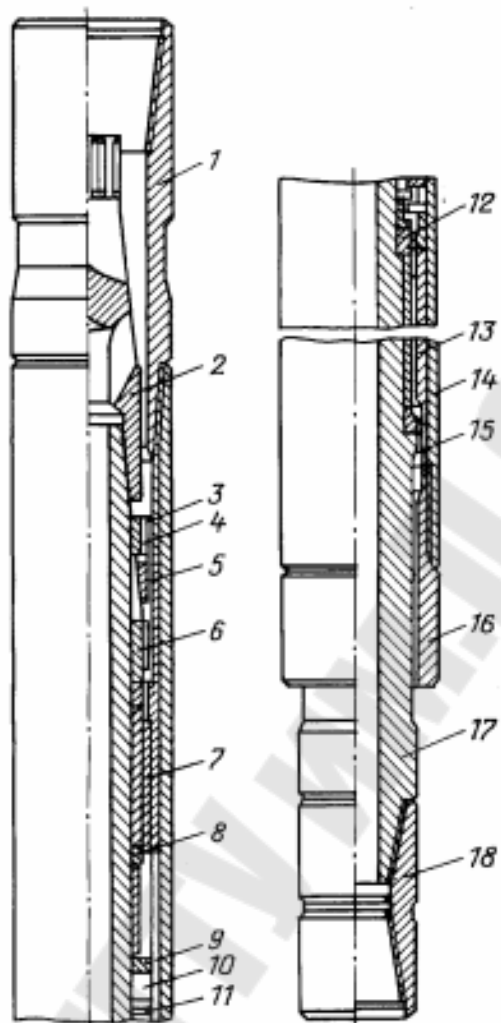
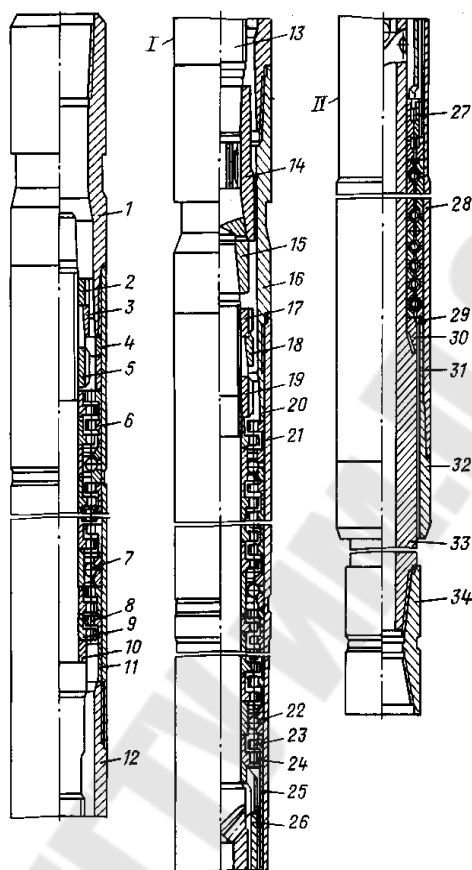


Рис.7.8 Шпиндель турбобура 3 ТСШ: 1, 18 – переводники; 2 – нижняя полумуфта; 3, 15 – регулировочные кольца; 4 – контргайка; 5 – колпак; 6 – гайка; 7, 13 – радиальные опоры; 8, 12 – уп-лотнительные кольца; 9 – пята; 10 – подпятник; 11 – осевая опора; 14 – корпус; 16 – ниппель; 17 – вал

Для повышения эффективности использования турбобуров за счет большей взаимозаменяемости как деталей, так и сборочных единиц, вплоть до секций, была проведена унификация серийных турбобуров. При этом за основу были приняты шпиндельные турбобуры ЗТСШ. Эти турбобуры можно использовать как в односекционном, так и многосекционном исполнении.

**Высокомоментные турбобуры с предельными турбинами типа «А»**

На (рис.7.9) представлены турбобуры типов А9Ш и А7Ш предназначенные для бурения глубоких вертикальных и наклонных скважин.



*Рис.7.9* Конструкция турбобура типа А с падающей к тормозу линией давления: *I, II* – верхняя и нижняя секции соответственно; 1 – переводник корпуса; 2, 17 – контргайка; 3, 18 – колпак; 4 – регулировочное кольцо резьбы; 5, 19 – роторная гайка; 6, 21 – корпус; 7, 22 – средняя шаровая опора; 8, 23 – статор; 9, 24 – ротор; 10, 26 – втулка вала; 11 – регулировочное кольцо турбины; 12 – соединительный переводник; 13 – вал верхней секции; 14, 15 – верхняя и нижняя полумуфты; 16 – переводник корпуса; 20, 25 – втулка корпуса; 27 – торцовый сальник; 28 – упорно-радиальный подшипник; 29 – упорная втулка; 30 – упор; 31 – регулировочное кольцо; 32 – ниппель; 33 – вал; 34 – переводник вала

Высокие энергетические показатели турбобуров позволяют бурить скважины не только обычными шарошечными, но и гидромониторными и алмазными долотами. Особенностью высокомоментных турбобуров является то, что они снабжены турбинами, состоящими из статоров 23 и роторов 24, перепад давлений на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается



от режима холостого хода к тормозному режиму. Это объясняется тем, что в высокомоментных турбобурах использованы высокоциркулятивные турбины. Шпиндели таких турбобуров оснащены шаровой многоступенчатой осевой опорой и резинометаллической радиальной опорой (рис.7.10).

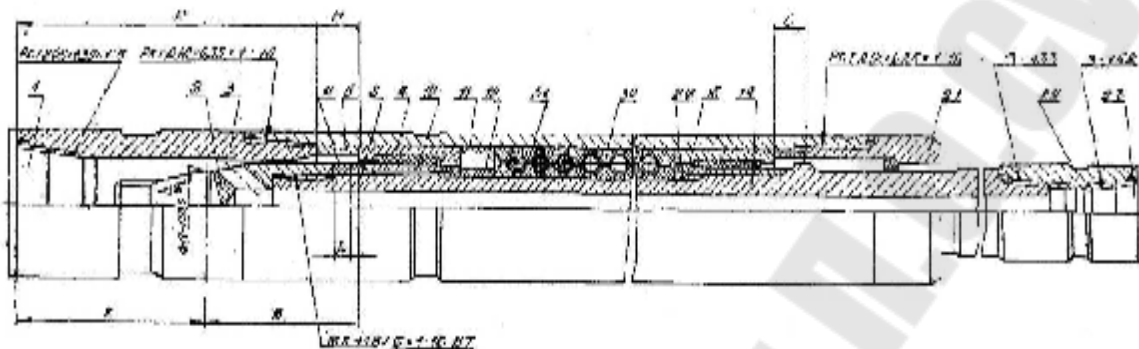


Рис.7.10. Шпиндель с шарикоподшипниковой осевой опорой турбобура типа А: 1 – пробка предохранительная резьбы верхнего переводника шпинделя (переводника нижней секции); 2 – конусно-шлицевая полумуфта шпинделя; 3 – верхний переводник шпинделя (переводник нижней секции); 4 – кольцо регулировочное вала; 5 – кольцо регулировочное корпуса; 8 – втулка подкладная; 9 – опора нижняя (радиальная); 10 – втулка опоры нижней; 11 – втулка корпуса; 12 – втулка вала; 18 – корпус; 19 – вал шпинделя; 20 – втулка упорная; 21 – гайка корпуса (ниппель); 23 – пробка предохранительная резьбы наддолотного переводника; 28 – переводник вала (наддолотный); 29 – кольцо (диск опорный); 30 – подшипник шариковый радиально-упорный многорядный; 31 – сальник.

**Шпиндели турбобуров** других типов и конструктивных решений, в том числе шпиндели-отклонители и турбобуры-отклонители представлены на (рис. 7.11 – 7.14).

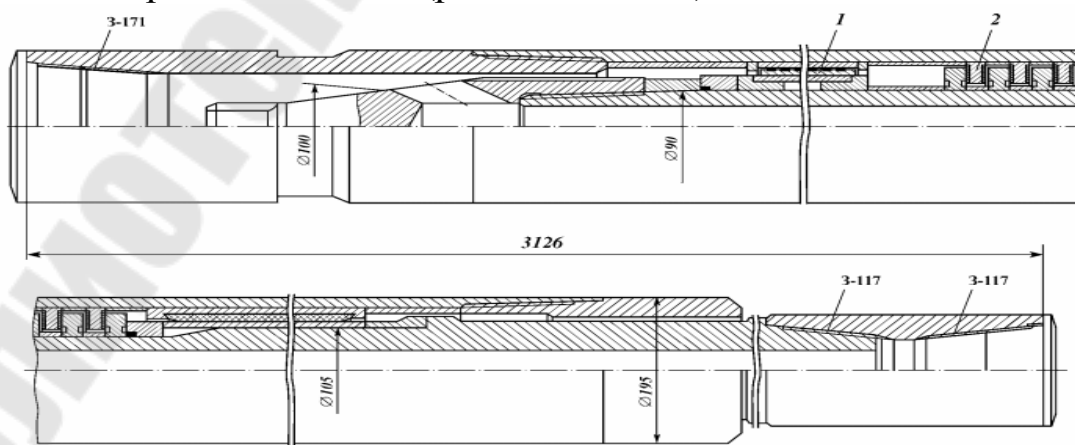


Рис.7.11 Конструкция шпинделя ТШ-195: 1 – опора радиальная (резинометаллическая); 2 – опора осевая (резинометаллическая пята)

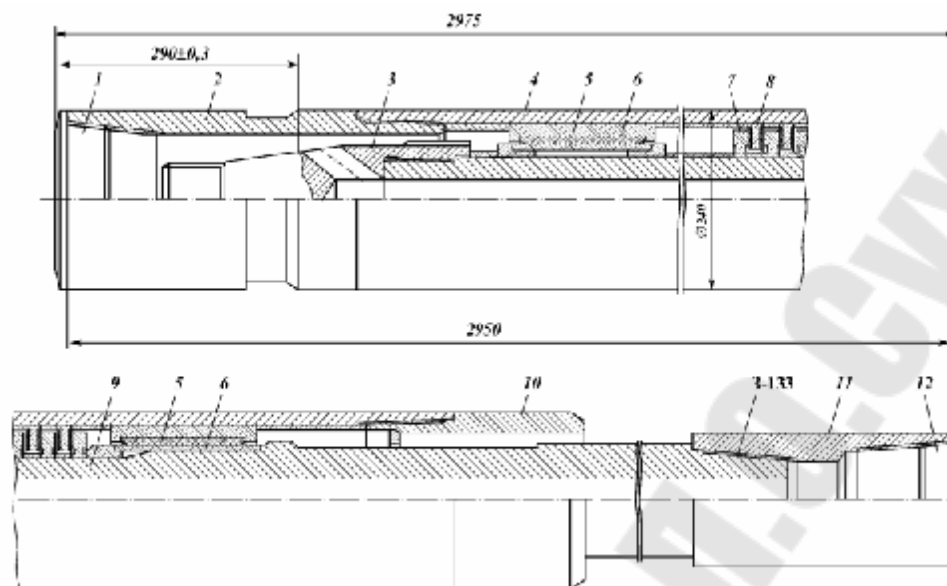


Рис.7.12 Конструкция шпинделя ШП-240: 1 – пробка верхняя; 2 – переводник верхний; 3 – полумуфта; 4 – корпус; 5 – опора радиальная; 6 – втулка радиальной опоры; 7 – диск пяты; 8 – подпятник; 9 – вал; 10 – ниппель; 11 – переводник наддолотный; 12 – пробка нижняя

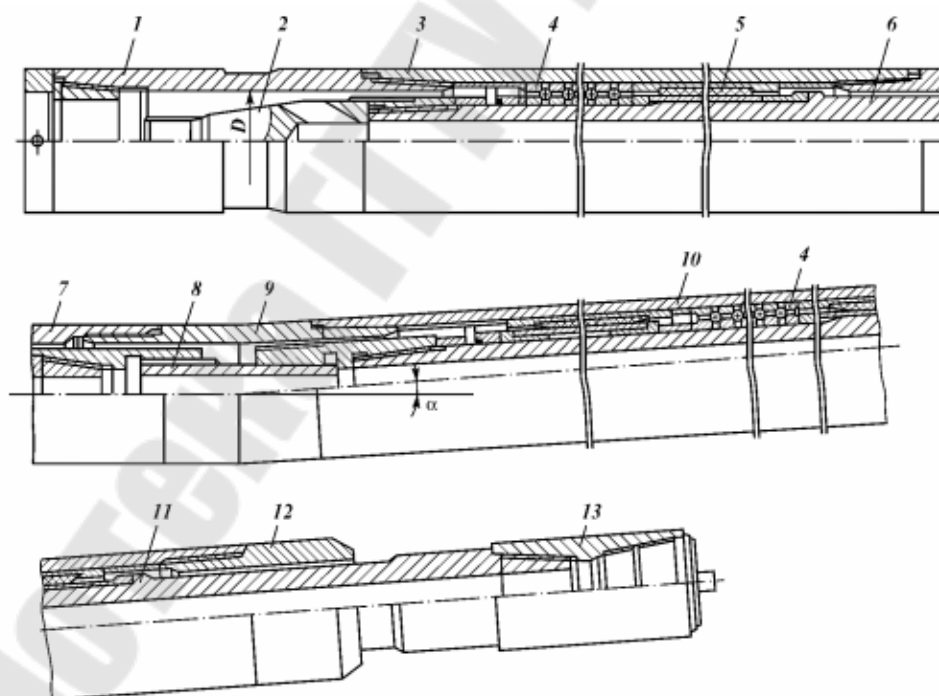


Рис. 7.13 Конструкция шпинделя-отклонителя ШО-195: 1 – переводник нижней секции; 2 – полумуфта вала шпинделя; 3,10 – корпуса; 4 – упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник; 5 – нижняя опора; 6,11 – валы; 7 – переводник; 8 – шарнир двойной; 9 – переводник искривленный; 12 – гайка ниппельная; 13 – переводник вала

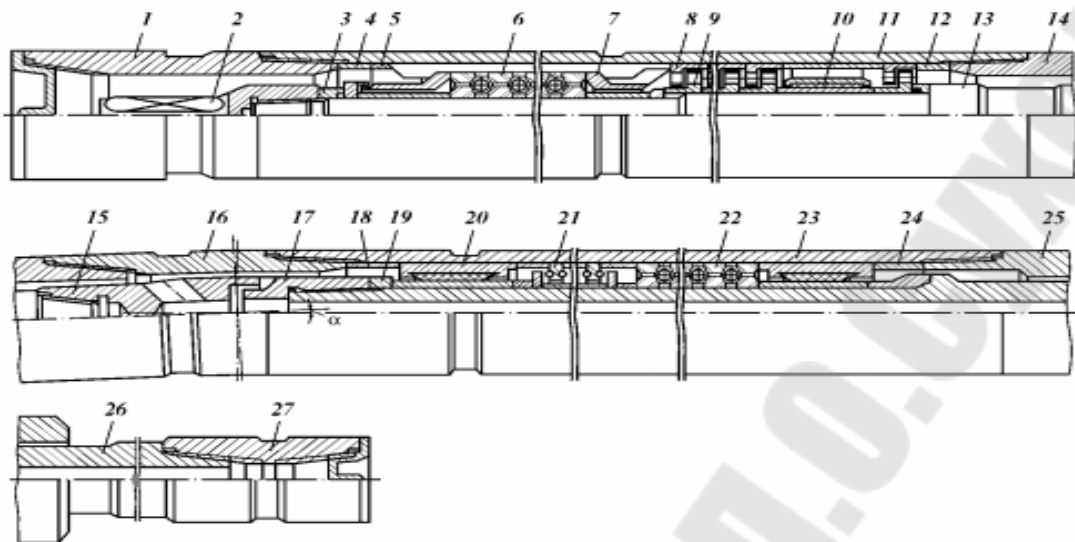


Рис. 7.14 Турбобур-отклонитель ТО-2 с независимой подвеской валов турбинной секции: 1 – переводник промежуточный; 2,15 – полумуфты; 3, 4, 12, 18, 19, 24 – кольца регулировочные; 5,7 – верхний и нижний фонари; 6,22 – многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники; 8 – статор; 9 – ротор; 10 – опора средняя; 11,13 – корпус и вал турбинной секции; 14,16 – соединительный и искривленный переводники; 17 – шарнирное соединение; 20 – опора нижняя; 21 – ступени пяты-сальника; 23,26 – корпус и вал шпindelной (отклонительной) секции; 25 – гайка ниппельная; 27 – переводник вала.

### 7.5 Винтовой забойный двигатель (ВЗД)

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) в соответствии с принятой терминологией – это используемый при бурении в качестве привода долота гидравлический забойный двигатель гидростатического (объемного) действия, рабочие органы (РО) которого представляют собой многозаходную зубчатую винтовую пару (статор и ротор) внутреннего циклоидального зацепления левого направления, находящуюся в постоянном контакте и передающую рабочий вращающий момент.

Рабочими органами винтового забойного двигателя являются статор и ротор (рис.7.15) винтовой рабочей пары.

Статор ВЗД представляет собой металлическую 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.

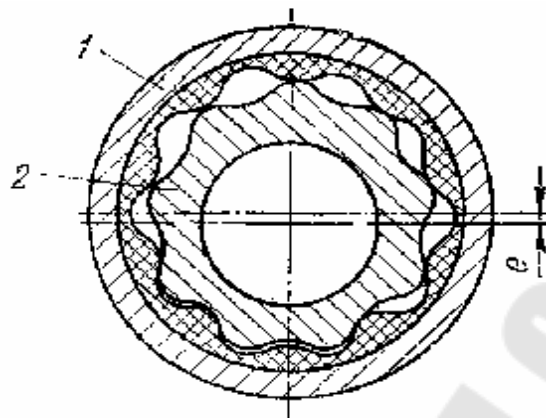


Рис.7.15 Поперечное сечение рабочих органов винтового двигателя: 1 – статор; 2 – ротор

**Профили зубьев рабочей пары** (статора и ротора) имеют форму циклоиды, эпициклоиды или гипоциклоиды. Они взаимногибаемы и находятся в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления. Из-за неравного числа зубьев и смещения оси ротора относительно оси статора на величину эксцентриситета « $e$ », равного половине высоты зуба, винтовые поверхности статора и ротора образуют полости, называемые рабочими камерами. Эти камеры, образуемые по всей длине рабочего органа, разобщены на области высокого и низкого давлений. Камеры, которые одновременно разобщены от области высокого и области низкого давления, называются шлюзами (рис.7.15).

#### Взаимодействие рабочих органов ВЗД

Под действием неуравновешенных гидравлических сил, обусловленных разностью давлений принудительно подаваемого бурового раствора в соседних камерах, разобщенных контактными линиями, ротор рабочих органов совершает планетарное движение вокруг оси статора, обкатываясь по зубьям статора в направлении «против часовой стрелки», и вращаясь при этом вокруг собственной оси в направлении «по часовой стрелке».

Планетарное движение ротора рабочих органов преобразуется в соосное вращение вала шпинделя ВЗД при помощи обычного (стержневого) или шарнирного торсиона, передающего момент силы и гидравлическую нагрузку от ротора на вал шпинделя.

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

профилирование винтовых поверхностей статора и ротора обеспечивает при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора и сохранение при этом непрерывного контакта ротора и статора по всей длине.

В связи с этим образуются полости высокого и низкого давления, называемые шлюзами, и осуществляется рабочий процесс двигателя.

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.

Упрощенная схема ВЗД с продольным и поперечным разрезом его рабочих органов (РО) представлены на рис. 7.16.

При циркуляции жидкости через рабочие органы (РО) в результате действия перепада давления на роторе двигателя вырабатывается крутящий момент, причем винтовые поверхности РО, взаимно замыкаясь, разобщают области высокого давления и области низкого давления.

Для создания в РО двигателя полостей, теоретически разобщенных с областями высокого и низкого давлений (шлюзов), необходимо и достаточно выполнение четырех условий (рис. 7.16):

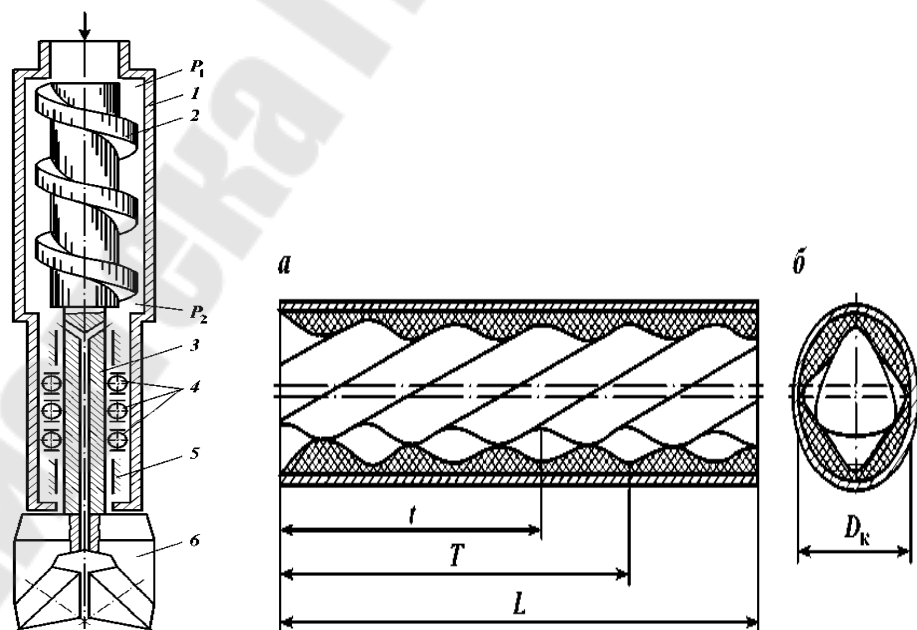


Рис.7.16 Упрощенная схема ВЗД с продольным и поперечным разрезом его рабочих органов РО

1) число зубьев  $z_1$  наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев  $z_2$  внутреннего элемента (ротора):

$$z_1 = z_2 + 1 \quad (7.12)$$

2) отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора)  $T$  и внутреннего элемента (ротора)  $t$  должно быть пропорционально отношению числа зубьев:

$$\frac{T}{t} = z_1/z_2 \quad (7.13)$$

3) длина РО  $L$  должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента:

$$L \geq T \quad (7.14)$$

4) профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимоогибоемы и находиться в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления.

Отличительным параметром винтовой гидромашины (ВГМ), во многом определяющим ее выходные характеристики, является отношение числа зубьев ротора « $z_2$ » к числу зубьев статора « $z_1$ » РО, которое называется кинематическим отношением « $i = z_2/z_1$ » (рис.7.17).

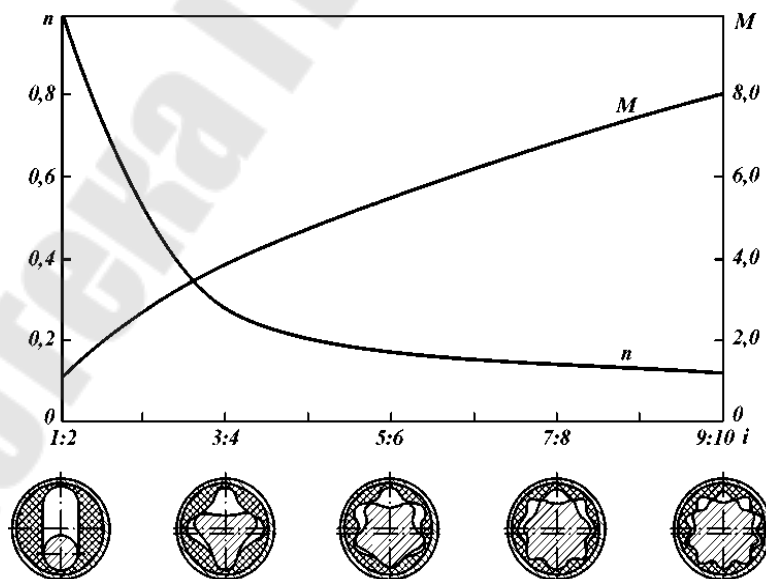


Рис.7.17 Зависимость частоты вращения и вращающего момента от кинематического отношения « $i$ »

Эффективность работы ВЗД определяется его энергетической характеристикой. Энергетической характеристикой винтового забойного двигателя называется совокупность зависимостей частоты вращения вала ( $n$ ), перепада давления ( $P$ ), мощности ( $N$ ) и коэффициента полезного действия (к.п.д)  $\eta$  от нагружающего крутящего момента ( $M$ ), характеризующих режим работы ВЗД, при заданных значениях расхода ( $Q$ ) и плотности ( $\rho$ ) бурового раствора.

В отличие от турбобура, аргументом функции здесь принято считать крутящий момент ( $M$ ).

Энергетическая характеристика ВЗД зависит от многих факторов, основными из которых являются геометрические параметры рабочей пары, а также расход и свойства промывочной жидкости (бурового раствора).

Энергетическую характеристику ВЗД определяет характеристика его винтовой рабочей пары.

Основными параметрами энергетической характеристики ВЗД так же, как и у турбобура, являются:

- тормозной (максимальный) крутящий момент  $M_T$ ;
- частота вращения на холостом режиме (максимальная)  $n_x$ ;
- частота вращения на рабочем режиме  $n_p$ ;
- перепад давления на рабочем режиме  $P$ ;
- перепад давления на тормозном режиме  $P_T$ ;
- перепад давления на холостом режиме  $P_x$ ;
- максимальная мощность  $N_m$ ;
- максимальный к.п.д.  $\eta_m$ .

В зависимости от величины кинематического отношения ( $i$ ) энергетические характеристики ВЗД изменяются следующим образом:

- прямо пропорционально – крутящий момент на валу ВЗД;
- обратно пропорционально – частота вращения вала ВЗД;
- обратно пропорционально – к.п.д.

Влияние кинематического отношения на характеристики ВЗД показаны на рисунке 7.17.

Длина шага (рисунок 7.16) винтовой поверхности статора ( $T$ ) и ротора ( $t$ ) также оказывает существенное влияние на энергетическую характеристику ВЗД. При увеличении длины шага возрастает рабочий объем двигателя и его крутящий момент.

При увеличении числа (количества) шагов винтовой пары статор-ротор существенно возрастают крутящий момент, мощность и перепад давления, а также износостойкость ВЗД.

Расход бурового раствора ( $Q$ ), как один из важнейших параметров режима бурения, должен выбираться, исходя из геолого-технических условий проводки скважины. Желательно при этом, чтобы его величина соответствовала диапазону допустимых значений расхода промывочной жидкости для выбранного типоразмера винтового забойного двигателя.

Нижний предел расхода ( $Q$ ) ограничивается нагрузочной способностью и устойчивостью работы ВЗД.

Превышение допустимого значения расхода приводит к чрезмерному износу рабочего органа и значительному повышению уровня вибраций вследствие роста инерционных нагрузок вращающегося ротора, повышения контактных напряжений в рабочей паре, увеличения скоростей течения жидкости в каналах. Кроме того, с увеличением расхода возрастают гидравлические потери в двигателе и снижается его к.п.д. ( $\eta$ ).

Увеличение плотности бурового раствора в целом положительно сказывается на характеристике ВЗД, т.к. при этом возрастает крутящий момент, а также перепад давления. С ростом плотности жидкости снижаются объемные потери и увеличивается нагрузочная способность двигателя. Вместе с тем, увеличение плотности бурового раствора при работе ВЗД до значений свыше  $1900 \text{ кг/м}^3$  с содержанием твердой фазы свыше 1 % приводит к чрезмерному износу рабочих органов ВЗД.

Для винтовых забойных двигателей (ВЗД) расход ( $Q$ ) бурового раствора, также, как и для турбобуров, имеет определяющее значение, так как именно расход промывочной жидкости, протекающей через рабочую винтовую пару ВЗД, определяет эффективность его работы, т.е. эффективные значения энергетических параметров двигателя.

Между расходом ( $Q$ ) и другими энергетическими характеристиками ВЗД ( $n$  – частота вращения;  $M$  – момент силы;  $N$  – мощность;  $\eta$  – к.п.д.;  $i$  – кинематическое соотношение рабочих органов, равное отношению количества зубьев ротора ( $z_2$ ) к количеству зубьев статора ( $z_1 = z_2 + 1$ ), т.е.  $i = z_1/z_2$ ;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости) существуют определенные пропорциональные зависимости (7.15), а именно: изменение частоты вращения, крутящего момента и перепада давления пропорционально



изменению расхода – в первой степени, а мощности – во второй степени; при этом перепад давления пропорционален изменению крутящего момента – в первой степени, а мощность и к.п.д. – во второй степени, что отражается в соотношениях (7.15). При увеличении момента торможения перепад давления возрастает, с одновременным повышением значений мощности и к.п.д. Крутящий момент прямо пропорционален значению кинематического отношения « $i$ », а частота вращения – обратно пропорциональна.

$$\begin{cases} M \sim Q; M \sim i; n \sim i; n \sim Q; P \sim Q; P \sim M; N \sim M^2; N \sim Q^2; \\ \eta \sim M^2; \eta_{inv} Q; \end{cases} \quad (7.15)$$

**Основными режимами работы ВЗД** при соответствующих соотношениях характеристик (7.16) являются:

- холостой, при  $n = n_x, M = 0$ .
- экстремальный, при  $N = N_m$ ;
- оптимальный, при  $\eta = \eta_m$ ;
- тормозной, при  $n = 0, M = M_t$ ;

**Устойчивая работа (ВЗД)** обеспечивается в условиях, когда рабочий режим находится в установленных пределах дифференциального перепада давления, т.е. разности значений перепада давления на ВЗД при создании на забое скважины осевой нагрузки на долото и без приложения осевой нагрузки на долото в положении ВЗД над забоем.

Это обусловлено следующими требованиями:

- нижний предел расхода бурового раствора ограничивается нагрузочной способностью ВЗД выбранного типоразмера;
- превышение допустимого значения расхода приводит к чрезмерному износу рабочих органов и значительному повышению уровня вибрации вследствие роста инерционных нагрузок вращающегося ротора, повышения контактных напряжений в рабочей паре и увеличению скоростей течения жидкости в каналах, что вызывает снижение КПД двигателя за счет роста утечек в рабочей паре ВЗД.

Режим максимальной мощности ВЗД называется эффективным, а наивысшего к.п.д. – оптимальным. Зона устойчивой работы ВЗД находится между этими режимами. В качестве рабочего режима работы ВЗД мог бы приниматься экстремальный (эффективный) режим, при котором мощность имеет максимальное значение:  $N = N_{\max}$ , но этот режим работы ВЗД неблагоприятно влияет на его долговечность. Целесообразно отработку ВЗД вести на оптимальной

режиме работы, при котором к.п.д. ( $\eta$ ) имеет максимальное значение. Оптимальный режим работы ВЗД смещен «влево» по отношению к экстремальному, т.е. наступает при меньших значениях крутящего момента.

### 7.5.1 Конструкции винтовых забойных двигателей

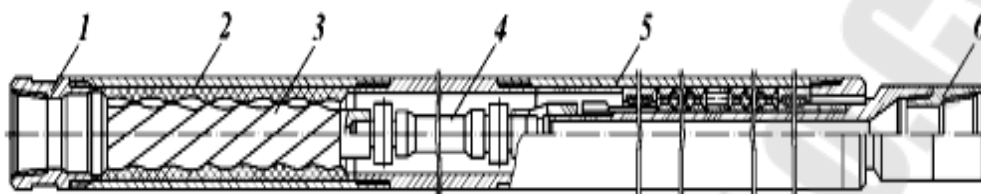


Рис.7.18. Винтовой двигатель типа Д прямого исполнения без перекоса осей: 1,6 – переводник соединительный; 2 – статор; 3 – ротор; 4 – торсион; 5 – шпиндель

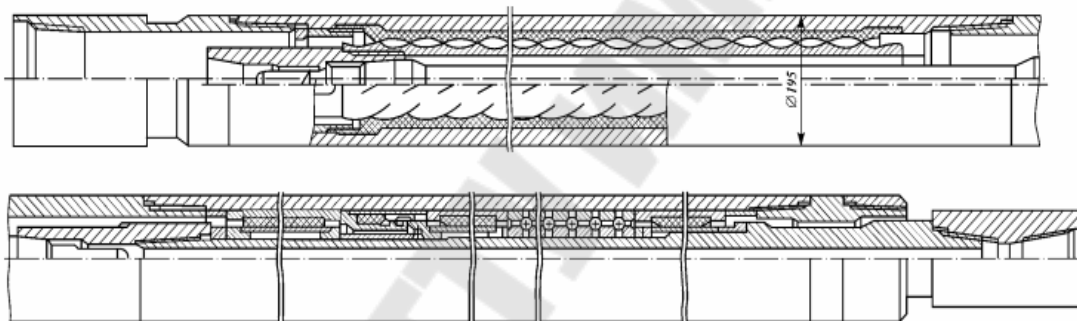


Рис.7.19 Винтовой двигатель типа Д2-195 с полым ротором прямого исполнения, без перекоса осей

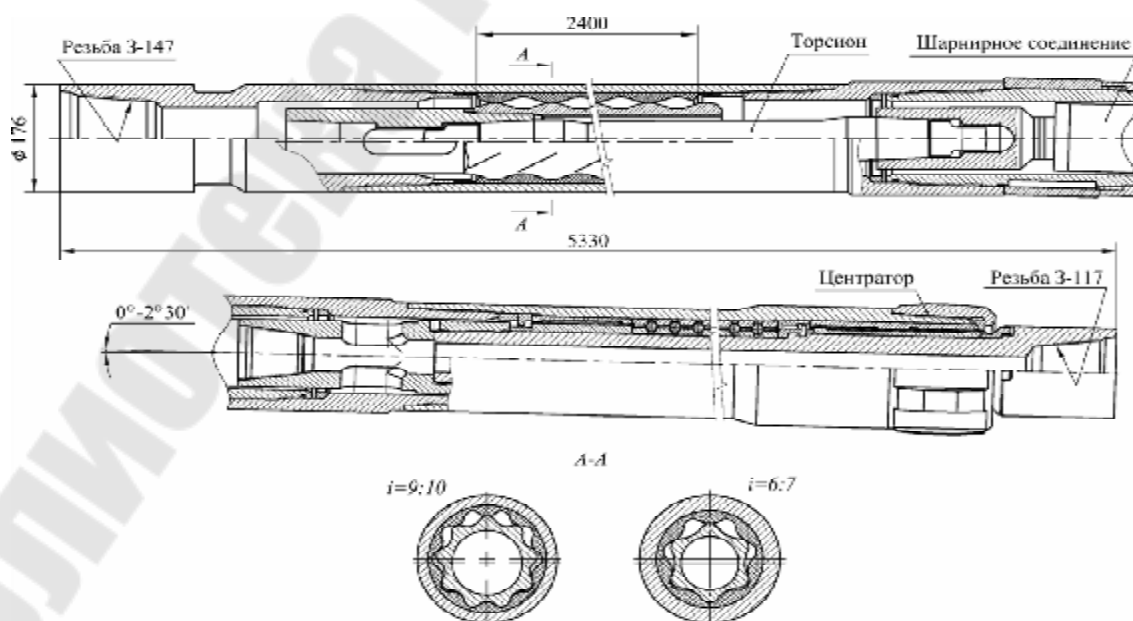


Рис.7.20 Винтовой двигатель ДР-176 с регулируемым перекосом осей, полым ротором и шарнирным соединением для компенсации эксцентриситета

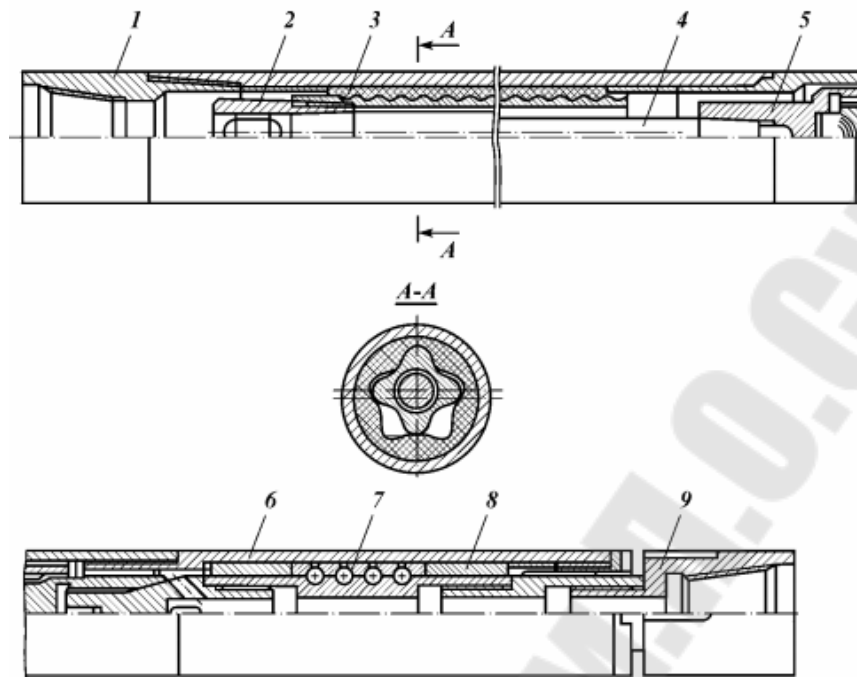


Рис.7.21 Винтовой двигатель ДГ-108 (укороченный, прямой) для горизонтального бурения: 1 – переводник верхний; 2 – ротор в сборе; 3 – статор; 4 – вал гибкий; 5 – шарнир; 6 – корпус шпинделя; 7 – опора осевая; 8 – опора радиальная; 9 – переводник наддолотный

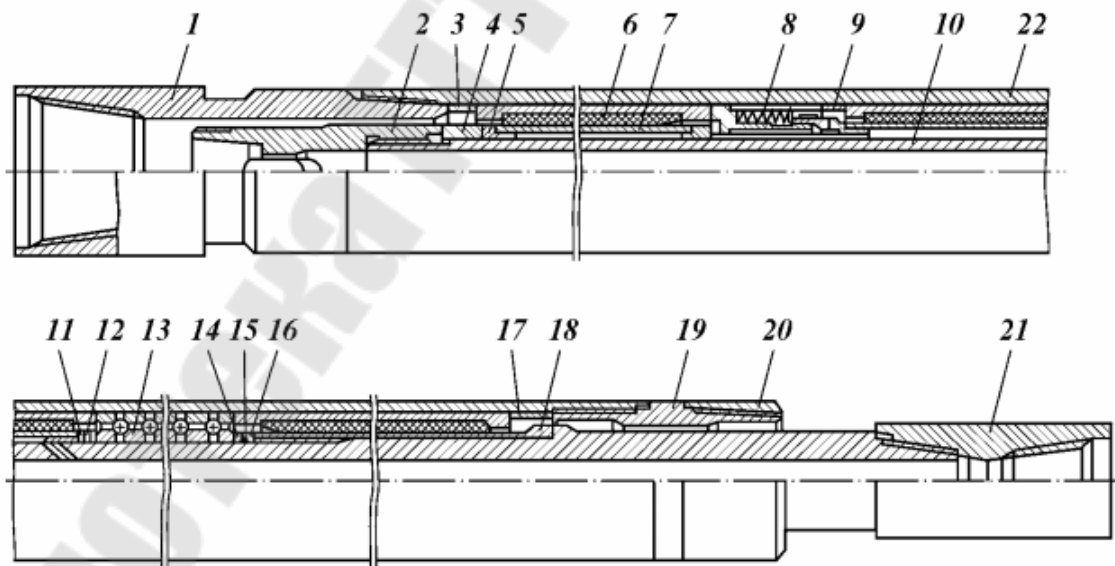


Рис. 7.22 Секция шпиндельная ВЗД: 1 – переводник нижний; 2 – муфта; 3,17 – втулка регулировочная; 4 – кольцо регулировочное; 5,11 – втулка подкладная; 6 – опора нижняя; 7 – втулка нижней опоры; 8 – сальник торцовый; 9,12,15 – кольцо; 10 – вал шпинделя; 13 – пакет подшипников упорных; 14,18 – втулка упорная; 16 – втулка кольца уплотнительного; 19,21 – переводник; 20 – гайка; 22 – корпус шпинделя

## 7.6 Конструкции турбинно-винтовых забойных двигателей

Турбинно-винтовые забойные двигатели типа ТВД (рис.7.23) имеют в своем составе одну или две турбинные секции шпиндельного турбобура А7Ш (А9Ш) и один винтовой модуль (винтовую рабочую пару, содержащую статор и ротор винтового забойного двигателя Д-195 (Д-240)). Турбинная секция соединена с серийным шпинделем турбобура, оснащенным стандартной осевой шарикоподшипниковой и стандартной радиальной резино-металлической опорами. При необходимости бурения с корректировкой траектории скважины вместо стандартного шпинделя к турбинной секции подсоединяется шпиндель-отклонитель ШО-195.

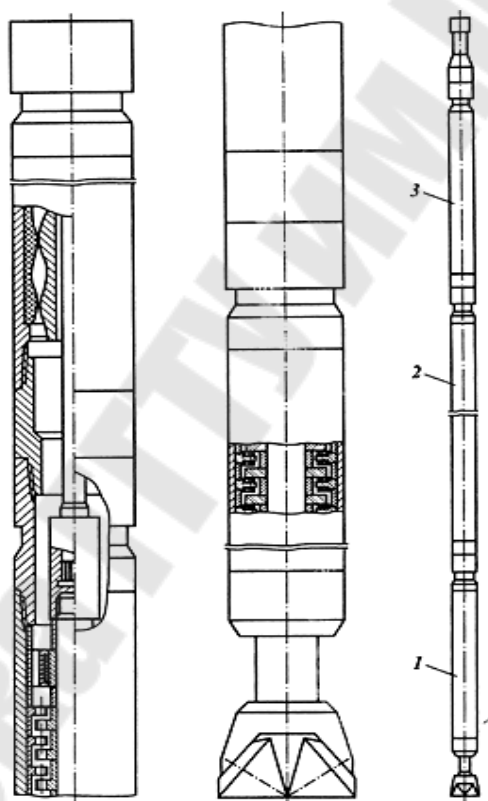


Рис. 7.23 Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД: 1 – шпиндель; 2 – турбинная секция; 3 – винтовой модуль

Винтовой модуль располагается над турбинной секцией. При этом его корпус через соединительный переводник соединен с верхним переводником турбинной секции. Ротор винтового модуля через специальную соединительную полумуфту торсиона соединен с валом турбинной секции, который в свою очередь, соединен с валом шпинделя. Такая компоновка двигателя ТВД-195 дает возможность

получать высокие значения момента силы на выходном валу при относительно низкой частоте его вращения.

По сравнению с известными в практике бурения турбобурами и винтовыми забойными двигателями, турбинно-винтовые забойные двигатели типа ТВД обладают рядом принципиально важных достоинств. Они сочетают стабильность во времени энергетической характеристики, свойственную турбинному приводу, а также высокое соотношение параметров  $M/n$  и высокую жесткость линии моментов, свойственную объемным гидромашинам.

Эти двигатели избавлены от недостатков турбобуров (относительно низкий момент силы на валу и "мягкость" линии моментов) и от недостатков винтовых забойных двигателей (низкий срок службы винтовой пары и отрицательное воздействие на долото поперечных колебаний, генерируемых близко расположенной к нему винтовой рабочей парой).

Выходная энергетическая характеристика ТВД формируется в результате гидромеханического торможения винтовой рабочей пары, путем совместного действия ее момента сопротивления и вращающего момента турбины, в зависимости от частоты вращения вала турбобура.

Использование при бурении ТВД позволяет обеспечить:

- требуемую характеристику двигателя путем подбора энергетических параметров винтовой пары и турбины;
- эффективную работу турбинных секций в режиме, близком к тормозному;
- работоспособность винтовой пары в составе ТВД за счет сохранения ее тормозной способности при увеличенных радиальных зазорах;
- работу двигателя в диапазоне частоты вращения вала, соответствующей частоте вращения, создаваемой винтовым двигателем, при расходе бурового раствора, обеспечиваемым одним насосом.

## **7.7 Конструкции электробуров**

Наряду с гидравлическими забойными двигателями в бурении в качестве привода долота используют и электрические машины – электробуры. Электробур – это электрическая забойная машина.

Современный электробур представляет собой, как правило, трехфазный асинхронный маслонаполненный электродвигатель с

короткозамкнутым ротором и маслonaполненным шпинделем на подшипниках качения, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра и предназначенный для привода долота на забое скважины.

Конструкция промышленного электробура была разработана в СССР в 1937–1940 гг. Серийное производство электробуров в СССР было налажено с 1956 г. Размерный ряд электробуров предусматривает их выпуск с наружными диаметрами корпуса 164, 170, 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Более распространен электробур диаметром 170 мм. В обозначении электробура первое число – его наружный диаметр, второе – число полюсов обмотки статора (например, Э215-10). Могут добавляться буквы «М», обозначающая модернизированную модель, и «Р» – для редукторных электробуров. Обозначение электродвигателя содержит сведения о наружном диаметре корпуса, общей длине магнитопровода с длиной немагнитопроводных пакетов и о числе полюсов. Например, маркировка МАП1-17-658/6 расшифровывается следующим образом: МАП – мотор асинхронный погружной; 1 – для электробура; 17 – наружный диаметр корпуса в см; 658 – общая длина магнитопровода и немагнитных пакетов статора в см; 6 – число полюсов. На рис. 7.24 приведена типичная конструкция электробура.

В трубном корпусе электробура размещены пакеты магнитопроводной стали статора; они разделены пакетами немагнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора с алюминиевой обмоткой насажены на полый валу двигателя. Ротор расположен в статоре с зазором 0,5–0,6 мм на сторону. Полость двигателя заполнена сухим изоляционным маслом. От внешней среды полость двигателя изолирована верхним и нижним сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещены лубрикаторы сальника и двигателя. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник.

Снизу к двигателю присоединен шпиндель. В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках.

Полый вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников.

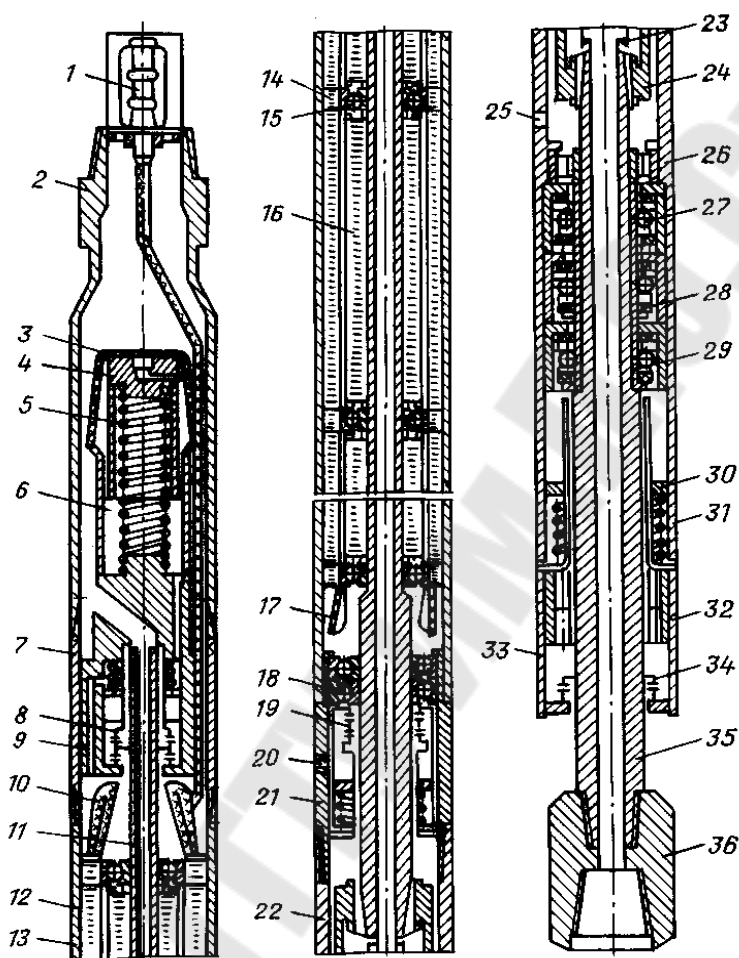


Рис.7.24 Конструкция электробура: 1 – контактный стержень; 2 – переводник; 3 – резиновая диафрагма компенсатора двигателя; 4, 30 – поршень компенсатора двигателя и шпинделя соответственно; 5, 31 – пружина; 6 – цилиндр компенсатора; 7 – соединительный корпус двигателя; 8, 19 – верхний и нижний сальники двигателя; 9 – верхний клапан двигателя; 10, 17 – верхняя и нижняя части обмотки статора; 11 – вал двигателя; 12 – пакет магнитопроводной стали статора; 13 – корпус статора; 14 – промежуточный пакет статора из немагнитного материала; 15, 18 – промежуточный и нижний подшипники двигателя; 16 – секция ротора двигателя; 20 – клапан; 21 – нижний соединительный корпус; 22 – корпус шпинделя; 23 – втулка; 24 – зубчатая муфта; 25 – клапан; 26, 32 – верхний и нижний радиальные подшипники; 27 – упорный подшипник; 28, 29 – наружная и внутренняя обоймы распределителя осевой нагрузки; 33 – пробка; 34 – сальник шпинделя; 35 – вал шпинделя; 36 – переводник на долото

Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты. В месте соединения валов

находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение. Шпиндель заполнен густым машинным маслом и оснащен лубрикатором, который создает избыточное давление за счет усилия сжатой пружины, давящей на поршень. Под поршнем находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т.е. диапазон изменения их частоты вращения довольно ограничен.

### **7.8 Системы верхнего привода буровых установок**

Система верхнего привода (СВП) – важный элемент современной буровой установки, который представляет собой подвижный вращатель, совмещающий функции вертлюга и ротора, оснащенный комплексом средств для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций. СВП предназначена для быстрой и безаварийной проводки вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин при бурении.

#### **Устройство СВП**

Подвижная часть системы верхнего привода состоит из вертлюга-редуктора, подвешенного на штропах на траверсе талевого блока. На верхней крышке вертлюга-редуктора предусмотрен взрывозащищенный электродвигатель постоянного тока. Один конец вала электродвигателя через эластичную муфту присоединен к быстроходному валу редуктора. На противоположном конце размещен диско-колодочный тормоз. К корпусу вертлюга-редуктора крепится рама, через неё посредством блока роликов передается крутящий момент на направляющие и с них - на вышку. Между талевым блоком и вертлюгом-редуктором установлена система разгрузки резьбы, она обеспечивает автоматический вывод резьбовой части ниппеля замка бурильной трубы из муфты при развинчивании и ход ниппеля при свинчивании замка. Повреждение резьбы при этом исключается.



Трубный манипулятор под действием зубчатой пары с приводом от гидромотора может поворачивать элеватор в любую необходимую сторону: на мостки, на шурф для наращивания и т. д. Трубный зажим нужен для захвата и удержания от вращения верхней муфты трубы во время свинчивания/развинчивания с ней ствола вертлюга.

Между ниппелем и стволом вертлюга наверху ручной шаровой кран для неоперативного перекрытия внутреннего отверстия ствола вертлюга. Для оперативного перекрытия отверстия ствола вертлюга перед отводом установлен внутренний превентор (двойной шаровой кран), который также служит для удержания остатков промывочной жидкости после отвинчивания бурильной колонны.

Вертлюжная головка служит для передачи рабочей жидкости с невращающейся части СВП на вращающуюся часть и позволяет не отсоединять гидравлические линии, когда трубный манипулятор вращается с бурильной колонной при бурении, при проработке скважины или позиционировании механизма отклонения штропов элеватора.

Система отклонения штропов предназначена для отвода/подвода элеватора к центру скважины. Система отклонения штропов представляет собой штропы, подвешенные на боковых рогах траверсы. К штропам крепится гидроцилиндр отклонения штропов.

### **Функции СВП**

СВП обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) Вращение бурильной колонны с регулированием частоты вращения при бурении, проработке и расширении ствола скважины, при подъеме/спуске бурильной колонны.
- 2) Торможение бурильной колонны и её удержание в заданном положении.
- 3) Обеспечение проведения спуско-подъемных операций в том числе:
  - наращивание/разборка бурильной колонны свечами и одиночными трубами;
  - свинчивание/развинчивание бурильных труб,
  - докрепление/раскрепление резьбовых соединений переводников и шаровых кранов;
  - подача бурильных труб к стволу/удаление от ствола вертлюга.

4) Проведение операций по спуску обсадных колонн в скважину.

5) Промывка скважины и одновременное проворачивание бурильной колонны.

6) Задание и обеспечение величин крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей пульта управления, выносной дисплей и на станцию геолого-технических исследований.

7) Дистанционное управление выполняемыми рабочими процессами.

8) Герметизация внутритрубного пространства шаровыми кранами.

### **Преимущества СВП**

Преимущества СВП состоят в следующем:

1) Экономия времени в процессе наращивания труб при бурении;

2) Уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента;

3) Возможность проведения расширения/проработки ствола скважины при спуске и подъеме инструмента;

4) Повышение точности проводки скважин при направленном бурении;

5) Повышение безопасности работ буровой бригады;

6) Снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну;

7) Облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет обеспечения вращения и промывки;

8) Повышение качества отбираемого керна.

**Конструктивные схемы СВП** представлены на (рис.7.25). Общие виды СВП, установленных на современных буровых установках представлены на (рис.7.26).

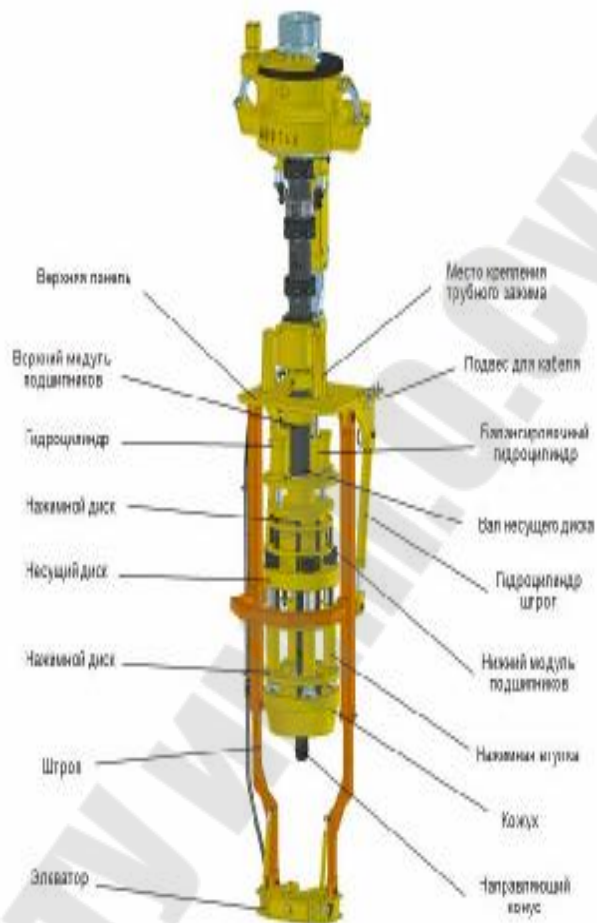
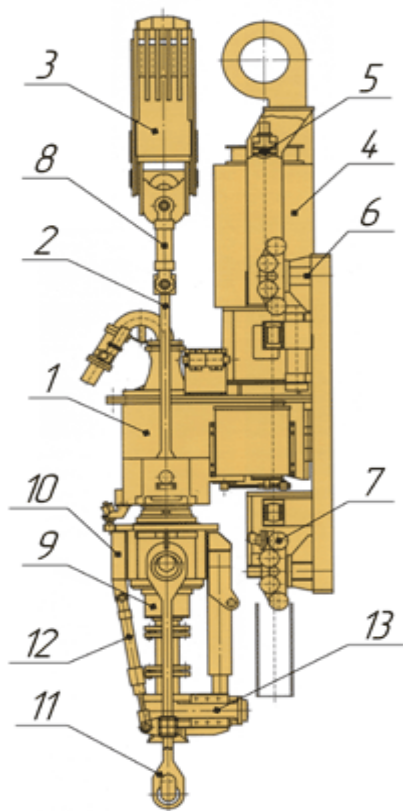


Рис.7.25 Конструктивные схемы СВП буровых установок: 1 – вертлюг-редуктор, 2 – штропы вертлюга-редуктора, 3 – талевая система, 4 – электродвигатель постоянного тока, 5 – диско-колодочный тормоз, 6 – рама с роликами (каретка), 7 – блок роликовый, 8 – система разгрузки резьбы, 9 – трубный манипулятор, 10 – вертлюжная головка, 11 – штропы элеватора, 12 – гидроцилиндры отвода штропов элеватора, 13 – трубный зажим





Рис.7.26 Общие виды СВП, установленных на современных буровых установках

## ТЕМА 8 РЕЖИМ БУРЕНИЯ

### 8.1 Основные понятия

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определенной скоростью, находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определенного качества и движущимся с некоторой заданной скоростью.

Под режимом бурения (по В.С. Федорову) понимается определенное сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения.

К числу таких параметров режима бурения относятся:

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

### 8.2 Влияние различных факторов на процесс бурения

На темп углубления скважины решающее влияние оказывают три группы факторов (по В.С. Федорову):

1) природные факторы (механические свойства пород, условия их залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства и др.);

2) технико-технологические факторы (способ разрушения породы, конструктивные особенности и долговечность породоразрушающих инструментов, метод удаления с забоя скважины выбуренной породы, совершенство и мощность бурового оборудования и т.д.);

3) квалификация работников буровой бригады; организация работ в смене, сработанность рабочих в смене и т.п.

**Выбор параметров режима бурения**, как действенный технико-технологический фактор, должен быть направлен на получение максимально возможных качественных и количественных показателей бурения при данных геолого-технических условиях и технической вооруженности буровой.

Параметры режима бурения, при которых достигаются наилучшие количественные показатели, называются рациональными.

Соотношения между параметрами режима подбирают таким образом, чтобы получить наиболее высокие количественные показатели при требуемых качественных и возможно более низкую себестоимость 1 м проходки.

Обобщенным количественным показателем механического бурения, зависящим от параметров режима бурения, является рейсовая скорость проходки  $V_p$ .

В практике бурения встречаются случаи, когда необходимо подбирать параметры режима бурения для решения специальных задач с целью обеспечить качественные показатели. Количественные показатели бурения в этом случае второстепенны.

Такие режимы бурения называют специальными. К ним относят режимы бурения, применяемые в неблагоприятных геологических условиях, а также режимы бурения, используемые при изменении направления оси ствола скважины (бурение наклонных и горизонтальных скважин) и отборе кернов. Качественное формирование ствола всегда должно быть определяющим.

Сочетание параметров режима бурения, при котором получают наибольшее значение  $V_p$  и требуемые качественные показатели

бурения, при данной технической вооруженности буровой называют оптимальным режимом бурения.

### **Факторы, определяющие выбор способа бурения и породоразрушающего инструмента**

Основными факторами, определяющими выбор способа бурения, являются:

- глубина и форма профиля ствола скважин;
- литологический состав, физико-механические свойства и условия залегания горных пород, подлежащих разбурированию.

Буровые долота выбирают в зависимости от физико-механических свойств горных пород, глубины их залегания и способа бурения.

Для бурения мягких пород рекомендуются долота режуще-скалывающего типа.

Для разрушения абразивных пород средней твердости, твердых, крепких очень крепких пород предназначены долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и оси долота. Одновременно с дробящим действием зубья или штыри шарошек при проскальзывании по забою скалывают породу.

Для разбурирования пород, перемежающихся по твердости и абразивности, используют долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу твердосплавными штырями, расположенными в торцевой части долота или в кромках его лопастей.

Алмазные долота рекомендуется применять для разбурирования пород твердых и средней твердости.

Наибольший удельный вес в отечественной и зарубежной практике бурения имеют трехшарошечные долота различных типов и размеров.

### **Влияние осевой нагрузки на показатели бурения**

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 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, дающее 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 удовлетворительной очистке забоя от шлама механическая скорость проходки увеличивается линейно с ростом осевой нагрузки на долото.

При поиске оптимального значения осевой нагрузки ее величина не должна превышать максимально допустимую для используемой конструкции долота и определяющую его долговечность.

При поддержании на долоте осевой нагрузки, соответствующей скорости  $V = \max$ , реализуются критерии максимума механической скорости; при нагрузке, отвечающей проходке на долото  $h = \max$ , бурить будут с максимальной проходкой на долото. Оптимальный режим с максимумом рейсовой скорости, очевидно будет достигнут при средней величине осевой нагрузки между  $P_d$ , соответствующей  $V = \max$ , и  $P_d$ , соответствующей  $h = \max$ .

Установлено, что с ростом величины осевой нагрузки возрастает и проходка за рейс долота.

Этот показатель наиболее существенно влияет на эффективность бурения скважины в целом, так как дает экономию времени на производство спускоподъемных операций.

### **Влияние частоты вращения долота на показатели бурения**

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.

При бурении шарошечными долотами с увеличением скорости вращения, уменьшается глубина разрушения забоя за один оборот.

В тоже время увеличение скорости вращения ведет к увеличению числа поражений забоя зубцами шарошек и скорости ударов зубцов о породу. Эти и некоторые другие факторы увеличивают эффективность работы долота, но резко сокращают его долговечность, износостойкость.

При бурении в хрупких и пластично-хрупких горных породах с небольшим коэффициентом пластичности теоретически возможный максимум скорости бурения достигается при очень высокой скорости вращения, а для пород высокопластичных и, особенно для пород, не дающих общего хрупкого разрушения, максимальная механическая скорость достигается при небольших скоростях вращения.

При турбинном бурении основным параметром режима бурения является количество прокачиваемого бурового раствора  $Q$ .

Осевая нагрузка на долото  $P_d$  находится в зависимости от количества прокачиваемого бурового раствора  $Q$ , т.е.  $P_d = f(Q)$ .

Число оборотов долота в турбинном бурении переменено и зависит от количества прокачиваемого бурового раствора ( $Q$ ) и осевой нагрузки ( $P_d$ ), т. е.  $n = f(Q; P_d)$ .

### **Влияние качества бурового раствора на показатели бурения**

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.

Опыт показывает, что технико-экономические показатели проходки скважин в значительной мере зависят от режима промывки и технологических свойств (качества) бурового раствора. Функции



буровых растворов многочисленны, однако одними из главных являются те, которые определяют высокие скорости проходки. Если рассматривать только скорость проходки и не принимать во внимание поведение ствола скважины (обвала, осыпи, поглощения раствора и т.д.), то для достижения максимальных показателей работы долот наиболее предпочтительно использовать в качестве промывочного агента маловязкие легкие системы.

По степени ухудшения работы породоразрушающего инструмента используемые в мировой практике буровые растворы располагаются в следующем порядке: тяжелый (высокоплотный) высоковязкий буровой глинистый раствор, легкий маловязкий буровой глинистый раствор, эмульсия, буровой раствор на углеводородной основе (РУО), вода, вода с ПАВ, аэрированная жидкость, воздух (газ).

Основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели бурения, – компонентный состав, плотность, показатель фильтрации, вязкость и другие параметры бурового раствора. Установлено, что по значимости наиболее существенными факторами, влияющими на показатели работы долот, являются в первую очередь плотность, затем вязкость и, наконец, фильтрация.

Мировой опыт бурения скважин свидетельствует о том, что положительное влияние повышения плотности раствора неизмеримо меньше, чем отрицательное, поэтому, если позволяют геологические условия, следует бурить с использованием раствора меньшей плотности, даже при необходимости усложнения технологического процесса промывки и применения более сложного оборудования. Скорость проходки при этом возрастает.

Роль фильтрации раствора в процессе углубления скважины также неоднозначна. С увеличением фильтрации на забое облегчаются условия скалывания и отрыва частицы долотом в результате действия расклинивающих сил проникающего фильтрата и выравнивания давления вокруг скалываемой частицы, но при увеличении фильтрации уменьшается устойчивость ствола, на забое и стенке образуются толстые глинистые корки. Разумеется, фильтрация определяется конкретными условиями, но вполне очевидно, что фильтрация за некоторое время (принято 30 мин) должна быть минимальной для повышения устойчивости стенки скважины, а мгновенная фильтрация (5–10 с) должна быть максимальной

(приближающейся к фильтрации за 30 мин) для улучшения условий бурения.

Вязкость раствора влияет на скорость проходки однозначно. Роль вязкости бурового раствора наиболее заметна, особенно в диапазоне 15–35 с (по прибору ПВ-5). При бурении стремятся снижать вязкость раствора. Это связано с желанием получать на долоте максимальную гидравлическую мощность при высокой скорости истечения раствора из насадок долота. При правильно выбранном режиме промывки скважины роль вязкости в процессе транспортирования шлама подчиненная.

С ростом концентрации твердой фазы в буровом растворе механическая скорость проходки и проходка на долото убывают.

Совершенствование технологии промывки скважин должно идти в первую очередь по пути снижения плотности бурового раствора и содержания в нем твердой фазы, что существенно упрощает регулирование вязкости, фильтрации и других параметров раствора.

Влияние плотности бурового раствора на процесс бурения и формирования ствола многогранно. Ее увеличение приводит к улучшению очистки забоя и ствола скважины от шлама вследствие действия архимедовой силы, к росту динамической фильтрации на забое за счет повышения положительного дифференциального давления у забоя и к стабилизации стенок ствола в результате сближения гидростатического давления в скважине и горного давления массива пород. Все это способствует росту технико-экономических показателей бурения.

### **Влияние количества бурового раствора, подаваемого в скважину на показатели бурения**

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.

Механическое разрушение горных пород (углубление) при бурении долотом имеет сложный характер. По количественным показателям углубления нельзя однозначно судить о влиянии того или иного параметра на эффект разрушения горных пород: их действие всегда комплексное.

Наиболее эффективное углубление скважины возможно только в том случае, если забой полностью очищается от шлама; в противном случае выбуренная порода оказывает дополнительное сопротивление работе долота, вследствие чего механическая скорость проходки и проходка на долото ниже расчетных значений.

Но с увеличением плотности раствора возрастает давление на забой скважины, что приводит к дополнительному уплотнению породы и ухудшению условий отрыва частицы от забоя потоком раствора. На разрушение образующейся на забое толстой глинистой корки затрачивается энергия, при этом усиливается поглощение раствора вскрытым разрезом и продуктивными пластами

Таким образом, при оптимальном соотношении показателей свойств буровых растворов скорость проходки может быть существенно повышена.

### **Влияние технологических параметров промывки на показатели бурения**

Технологические параметры промывки, скорость и режим течения бурового раствора определяют интенсивность размыва забоя потоком, дифференциальное давление на забое, смыв разрушенной породы с забоя, транспортирование шлама от забоя к устью скважины и т.д.

Очевидно, что с увеличением расхода бурового раствора повышается интенсивность разрушения забоя, а скорость проходки

возрастает. Но при этом возникают и отрицательные эффекты: повышается дифференциальное давление на забой, увеличивается скорость размыва стенки скважины и др.

Основные показатели промывки, определяющие механическую скорость проходки, следующие: гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте, скорость истечения раствора из насадок долота и дифференциальное давление на забое скважины.

Реализация гидромониторного эффекта струй, выходящих из насадок долота с высокой скоростью, позволяет увеличить скорость бурения и проходку на долото в мягких породах в 2–3 раза. В твердых сланцах гидромониторный эффект при скоростях истечения струи 80 м/с и более позволяет повысить скорость проходки и проходку на долото в 1,5 раза.

При больших глубинах энергетические затраты на промывку скважины более ощутимы, чем выигрыш от гидромониторного эффекта долот.

Дифференциальное давление на забой – комплексный фактор, интегрирующий плотность и вязкость бурового раствора, режим циркуляции, соотношение геометрических размеров ствола и бурильного инструмента и т.д.

Независимо от первоначальной причины его увеличение всегда сопровождается ухудшением показателей работы долот. Установлено, что при прочих равных условиях механическая скорость проходки увеличивается с уменьшением дифференциального давления на забой.

Качественная зависимость механической скорости проходки от дифференциального давления на забое скважины получена путем обобщения результатов практических наблюдений в России, некоторых государствах СНГ, в США, Канаде, Иране и других странах (рис. 8.1, а).

На темп углубления наиболее существенно влияют плотность бурового раствора и содержание в нем твердой фазы. Механическая скорость проходки резко снижается при увеличении плотности раствора от 1,0 до 1,5 г/см<sup>3</sup>.

Анализ зарубежных материалов показал, что при бурении скважин в Южной Луизиане (США) уменьшение дифференциального давления от 7 МПа до 0 привело к росту механической скорости проходки на 70 % (рис. 8.1, б).

Установлено, что влияние перепада давления на механическую скорость проходки более заметно проявляется при росте осевой нагрузки на долото.

Чувствительность механической скорости проходки к дифференциальному давлению на забое возрастает с увеличением осевой нагрузки на долото.

При отрицательном дифференциальном давлении, т.е. когда пластовое давление превышает давление циркулирующего на забое скважины бурового раствора, скорость проходки продолжает увеличиваться, часто в возрастающем темпе (рис.8.1).

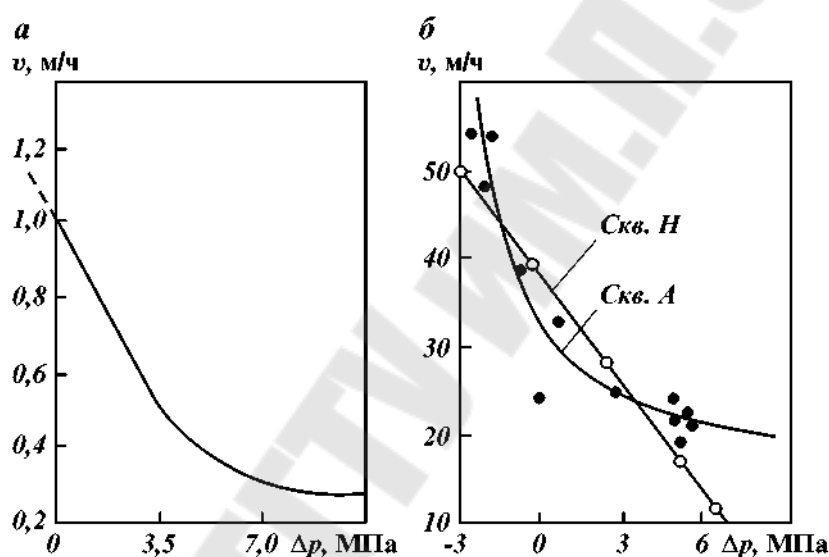


Рис.8.1. Влияние дифференциального давления на забое скважины на механическую скорость проходки: а – по обобщенным данным; б – по скв. Н и А

### Рациональная отработка долот

Долота рационально обрабатывают (по В.С. Федорову) в том случае, если бурят при оптимальном сочетании параметров режима бурения и минимальных значениях  $(P_{д.мах} - P_{д.мин}) / P_{д.ср}$  и  $(n_{д.мах} - n_{д.мин}) / n_{д.ср}$ . Продолжительность работы долот выбирают из расчета получения максимальной рейсовой скорости проходки или максимальной стойкости опор долота. Если хотя бы одно из этих условий не соблюдают, то нельзя считать, что долота обрабатывают рационально.

В результате опытов установлено, что если какой-нибудь параметр режима бурения увеличивается, а другие остаются постоянными или изменяются, не обеспечивая оптимального

сочетания между параметрами, то при этом чаще всего темп углубления скважины снижается. А если и происходит некоторое увеличение показателей бурения, то сравнительно небольшое. При таких условиях отработка долот не может быть рациональной.

Так как параметры режима бурения  $n_d$ ,  $P_d$  и  $Q$  оказывают различное влияние на механическую скорость проходки и износостойкость долота, то оптимальное соотношение между ними отвечает наиболее высокой рейсовой скорости проходки.

Рациональная отработка долот невозможна, если нет критериев для определения времени, когда необходимо сменить долото.

Многолетний производственный опыт показывает, что у шарошечных долот наиболее изнашиваются два узла: опоры и рабочая поверхность. Применяемые в бурении долота делят на две группы: у одних стойкость опор выше стойкости вооружения, а у других, наоборот, стойкость вооружения выше стойкости опор. Очевидно, что в зависимости от соотношения между определяющими значениями стойкости продолжительность эффективной работы долота на забое должна быть различной.

Если у долота преобладает низкая стойкость опор, то в процессе бурения, еще задолго до начала изнашивания рабочей поверхности при высокой механической скорости проходки, уже наблюдается расстройство опор долота: нарушается плавное качение роликов в большом подшипнике, происходит заклинивание роликов, прекращается вращение шарошек, создаются значительные сопротивления вращению долота.

В роторном бурении периодически (в момент заклинивания шарошки) резко увеличивается мощность, требуемая на бурение.

В турбинном бурении при нарушении качения роликов в подшипнике долота приемистость турбобура относительно осевой нагрузки уменьшается. Турбобур начинает останавливаться при осевой нагрузке  $P_d$ , меньшей, чем начальная  $P_{d,нач}$ . Если бурят при параметрах, соответствующих области тормозных режимов работы турбобура, то указанное явление может быть выражено более резко.

Если начинают нарушаться плавность качения опорных элементов долота, происходит заклинивание шарошек, то может произойти разрушение долота. Заметив это, бурильщик должен прекратить бурение и поднять долото для его замены.

Если для разбуривания нефтяного и газового месторождения длительное время применяют долота одного типа, то на основании

статистических материалов для них можно установить время  $T$ , в течение которого наступает расстройство опор; это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое  $T_p$ . После того как долото проработало на забое время  $T_p = T$ , его необходимо поднять, если даже при этом еще сравнительно высока механическая скорость проходки.

Если рабочая поверхность изнашивается быстрее опор, то время эффективной работы долота на забое следует определять из условия изнашивания его рабочей поверхности. Многочисленные исследования показали, что при этом наиболее правильно  $T_p$  определять из условия максимума рейсовой скорости проходки  $V_p$ .

Следовательно, с технической точки зрения долото на забое следует использовать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости проходки. Это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое  $T_p$ .

В этом случае при определении времени подъема долота можно руководствоваться механической скоростью проходки. Долото нужно поднимать после того, как механическая скорость проходки, уменьшаясь с течением времени, достигнет значения приблизительно на 30% меньше ее среднего значения.

## **ТЕМА 9 НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН**

### **9.1 Цели и задачи направленного бурения скважин**

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет следующее:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;
- продлить период безводной эксплуатации скважин;
- увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;
- повысить эффективность закачки агентов в пласты;
- вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;
- освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;

- улучшить технологию сооружения подземных хранилищ газа.

### Основные термины и определения в наклонно направленном бурении

Ось любой скважины, будь она вертикально или наклонно заданной, в процессе бурения отклоняется от своего проектного направления, то есть скважина искривляется. Если это предусмотрено проектом, то скважина называется наклонно направленной.

Параметры наклонно направленной скважины представлены на (рис.9.1):

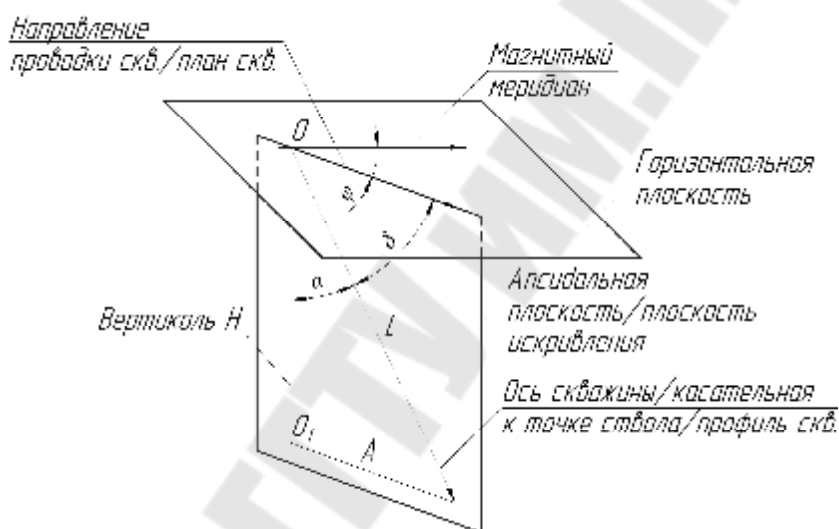


Рис.9.1 Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве

В соответствии с (рис.9.1) основными параметрами наклонно направленной скважины являются:

- 1) длина ствола / глубина  $L$ ;
- 2) глубина по вертикали/вертикаль  $H$ ;
- 3) отклонение забоя от вертикали/горизонталь  $A$ ;
- 4) направление отклонения забоя/азимут/азимутальный угол  $\varphi$ ;
- 5) конфигурация оси скважины.

**Глубина скважины  $L$**  – расстояние от устья  $O$  до забоя или любой точки измерения углов; измеряется по бурильной колонне с учётом её длины в скважине и при инклинометрических замерах кривизны.



**Ось скважины** – пространственная кривая, состоящая из сопряженных между собой отрезков прямых и кривых линий. Каждая точка оси скважины определяется её текущими координатами относительно устья, зенитным и азимутальным углами и кривизной.

**Глубина скважины по вертикали  $H$**  – расстояние  $OO_1$  от устья до горизонтальной плоскости, проходящей через забой скважины либо  $i$ -ую точку ствола.

**Зенитный угол  $\alpha$**  – угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и вертикалью, проходящей через данную точку.

**Угол наклона  $\delta$**  – угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и горизонтальной проекцией оси на плоскость, проходящую через данную точку. Угол наклона определяется по формуле 9.1:

$$\delta = 90^0 - \alpha, \text{ град.} \quad (9.1)$$

**Азимутальный угол  $\varphi$**  – угол между апсидальной и меридиональной плоскостями, измеренный в горизонтальной плоскости.

**Апсидальная плоскость** – вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси ствола наклонной скважины.

**Меридиональная плоскость** – вертикальная плоскость, проходящая через устье наклонной скважины и магнитный меридиан.

Азимутальный угол исчисляется в горизонтальной плоскости от принятого начала отсчёта до направления горизонтальной проекции к оси ствола скважины по ходу часовой стрелки. В зависимости от принятого начала отсчёта азимутальный угол может быть истинным (географический меридиан), магнитным (магнитный меридиан) или условным (реперным). Если азимутальный угол скважины остается постоянным, то наблюдается плоскостное искривление ствола скважины. Если же постоянно изменяются и зенитный, и азимутальный углы, то в этом случае наблюдается пространственное искривление ствола скважины.

**Профиль скважины** – проекция оси ствола скважины на вертикальную плоскость, проходящую через её устье и забой.

**План скважины** – проекция оси ствола скважины на горизонтальную плоскость, проходящую через её устье.

**Отклонение забоя от вертикали ( $A$ )** – это расстояние от забоя скважины до вертикали, проходящей через её устье.

**Зенитное и азимутальное искривление ствола скважины ( $\Delta\alpha$  и  $\Delta\varphi$  соответственно)** – это изменение зенитного и азимутального углов между двумя точками замеров, определяемое по формулам 9.2 и 9.3:

$$\Delta\alpha = \alpha_{n+1} - \alpha_n, \text{ град}, \quad (9.2)$$

$$\Delta\varphi = \varphi_{n+1} - \varphi_n, \text{ град}, \quad (9.3)$$

где  $\alpha_{n+1}$ ,  $\alpha_n$ ,  $\varphi_{n+1}$ ,  $\varphi_n$  – зенитные и азимутальные углы соответствующих точек: в конце и начале участка, град.

Схема к определению зенитного искривления на элементарном участке профиля приведена на рисунке 9.2.

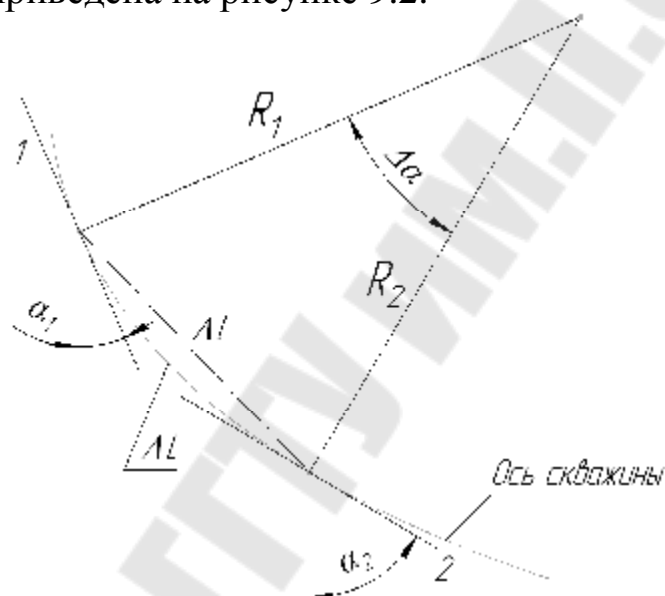


Рис.9.2. Элементарный участок профиля: 1, 2 – касательные к дуге в точках измерения зенитных углов,  $R_1$ ,  $R_2$  – радиусы искривления дуги (оси ствола скважины) в точках измерения зенитных углов,  $\Delta L$  – длина элементарного участка ствола,  $\Delta l$  – отрезок, соединяющий точки замеров

**Интенсивность искривления или скорость набора кривизны  $i$**  – это величина, характеризующая степень искривления ствола и равная отношению приращения угла искривления к длине дуги между соответствующими точками замеров. Различают интенсивность зенитного  $i_\alpha$ , азимутального  $i_\varphi$  и общего  $i_\beta$  искривления (расчет которых ведется соответственно по формулам 9.4, 9.5 и 9.6):

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha}{\Delta L}, \quad (9.4)$$

$$i_\varphi = \frac{\Delta\varphi}{\Delta L}, \quad (9.5)$$

$$i_{\beta} = \frac{\Delta\beta}{\Delta L}. \quad (9.6)$$

**Интенсивность искривления « $i$ »** измеряется в град/м, но в бурении распространены и такие размерности, как (град/10 м) и (град/100 м), которые в случае искривления по зениту могут обозначаться соответственно  $\Delta\alpha_{10}$  и  $\Delta\alpha_{100}$ .

**Кривизна ствола « $k$ »** – это интенсивность искривления  $i$ , выраженная в (рад/м).

**Радиус искривления ствола  $R$**  – величина, обратно пропорциональная интенсивности искривления:

$$\frac{\Delta\alpha}{\Delta L} = \frac{360^0}{2\pi R} \approx \frac{57,3}{R}. \quad (9.7)$$

Если  $\Delta L = 10$  м, то интенсивность искривления в соответствии с формулой ( 9.7) на данном участке будет определяться по формуле (9.8):

$$\Delta\alpha_{10} \approx \frac{573}{R}, \text{ град/10 м}, \quad (9.8)$$

а радиус искривления « $R$ », соответственно, определяться по формуле (9.9):

$$R \approx \frac{573}{\Delta\alpha_{10}}, \text{ м} \quad (9.9)$$

Если интенсивность искривления не изменяется, то искривление оси ствола скважины происходит по дуге окружности постоянного радиуса.

**Плоскость искривления** – плоскость, в которой располагается дуга окружности с радиусом кривизны в данной точке.

**Отрезок оси скважины** между двумя точками измерений, расположенными на расстоянии ( $\Delta l$ ) друг от друга, характеризуется следующими параметрами:

- средний зенитный ( $\alpha_{cp}$ ) и азимутальный ( $\varphi_{cp}$ ) углы, (град), определенные соответственно по формулам (9.10) и (9.11),:

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha_n + \alpha_{n+1}}{2}, \text{ град} \quad (9.10)$$

$$\varphi_{cp} = \frac{\varphi_n + \varphi_{n+1}}{2}, \text{ град} \quad (9.11)$$

- зенитное и азимутальное искривление ствола скважины, определенные по формулам (9.2) и (9.3) соответственно;

- горизонтальная проекция ствола ( $\Delta a$ ), м, определяемая по формуле (9.12):

$$\Delta a = \Delta l \sin \alpha_{cp}; \quad (9.12)$$

- вертикальная проекция ствола ( $\Delta h$ ), м, определяемая по формуле (9.13):

$$\Delta h = \Delta l \cos \alpha_{cp}; \quad (9.13)$$

- **пространственный угол искривления** (в плоскости искривления) – это угол между двумя касательными, проведенными к оси ствола в точках замеров, лежащих в плоскости искривления при допущении, что искривление – это бесконечно малое количество плоских кривых, повернутых относительно друг друга на некоторый угол ( $\Delta\beta$ ), град, определяемый по формуле (9.14) :

$$\Delta\beta = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \sin^2 \alpha_{cp}}, \text{ рад.} \quad (9.14)$$

Радиус искривления ( $R$ ), м [4, с. 5-9],. – при этом определяется по формуле (9.15):

$$R = \Delta l / \Delta\beta, \quad (9.15)$$

**Направленная скважина** – это скважина, пробуренная вдоль запроектированной пространственной трассы и попавшая в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

**Направленная скважина** представляет собой сложное подземное сооружение, включающее вертикальную или наклонную выработку в глубь земной коры, переходящую в горную выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных колонн и цементных оболочек за ними, фильтр в зоне разрабатываемого нефтяного или газового пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений, направленные скважины эффективны во многих других случаях, а именно:

- при бурении в обход осложненных зон горных пород;
- при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;
- при глушении открытых фонтанов;
- при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная скважины.

**Горизонтальная скважина** – это скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2–10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- 1) морские месторождения углеводородов;
- 2) месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- 3) залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- 4) низкопроницаемые, неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;
- 5) карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- 6) переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- 7) залежи на поздней стадии разработки.
- 8) По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин.

**С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, если извлекаемые запасы из направленной скважины во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной, причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.**

## **9.2 Основы проектирования направленных скважин**

Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляют применительно к конкретной ситуации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятствия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования – все это играет роль при создании проекта на сооружение направленной скважины.

**Сконструировать направленную скважину** – это значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проводку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины.

### **9.2.1 Выбор конфигурации (трассы) направленной скважины**

**Конфигурация ствола скважины обуславливается многими причинами**, главные из которых следующие:

- одиночная скважина или куст скважин сооружается в данном месте;
- наличие препятствий для заложения устья над забоем скважины;
- расположение фильтра (вертикально, наклонно или горизонтально).

**Конфигурация ствола скважины должна обеспечить:**

- 1) высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;
- 2) минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;
- 3) свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;
- 4) надежную работу внутрискважинного оборудования;
- 5) возможность применения методов одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
- 6) минимальные затраты на сооружение скважины

**Проектирование конфигурации направленной скважины заключается** в выборе типа и вида профиля, в определении необходимых параметров:

- глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;
- длины вертикального участка;
- значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования и на проектной глубине.

**При кустовом бурении профиль направленных скважин должен обеспечить:** заданную сетку разработки месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте.

**Конфигурацию направленной скважины выбирают с учетом:**

- назначения скважины;
- геологических и технологических особенностей проводки ствола;
- установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;
- установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

**Профили направленных скважин**, как правило, подразделяют на три основных типа представленных на (рис. 9.3):

- тангенциальные скважины;
- *S*-образные скважины;
- *J*-образные скважины.

**Скважины типа 1** (с тангенциальным профилем) отклоняют вблизи поверхности до угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают проходку до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип часто применяют для скважин умеренной глубины в простых геологических условиях, когда не используют промежуточные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна может быть установлена внутри интервала искривления или за ним, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

**Тип 2 скважин** (с *S*-образным профилем) предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до

некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом.

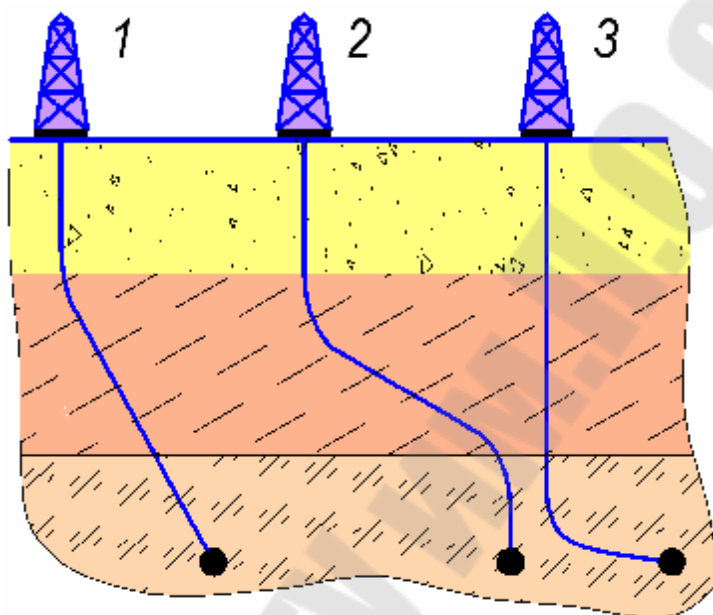


Рис. 9.3. Основные типы профилей наклонно-направленных скважин: 1- тангенциальный; 2- S-образный; 3- J-образный

S-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и другие геологические факторы требуют использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для бурения направленной скважины в целях глушения другой, фонтанирующей, скважины. Он также рационален, когда необходимо развести забои скважин при бурении их с одной платформы (например, при бурении в открытом море).

**Тип 3** скважин (с J-образным профилем) предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем типы 1 и 2. Угол наклона ствола постоянно растет, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. К J-образным можно отнести также горизонтальные скважины.

Приведем несколько примеров применения направленных скважин различных типов.



Направленное бурение делает возможным добычу нефти из пластов, расположенных под морским дном на большом удалении от берега. Для эффективной разработки большинства морских нефтяных и газовых месторождений необходимо пробурить много скважин. Однако стоимость эксплуатационных платформ в открытом море намного больше стоимости добытой нефти или газа из одиночной скважины. Метод направленного бурения позволяет бурить много скважин с одной платформы в разные точки коллектора, располагая забои скважин по оптимальной сетке (рис. 9.4, скв. А). Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами (см. рис. 9.4, скв. В). Однако в этом случае применимы скважины не только 2-го, но и 1-го типа.

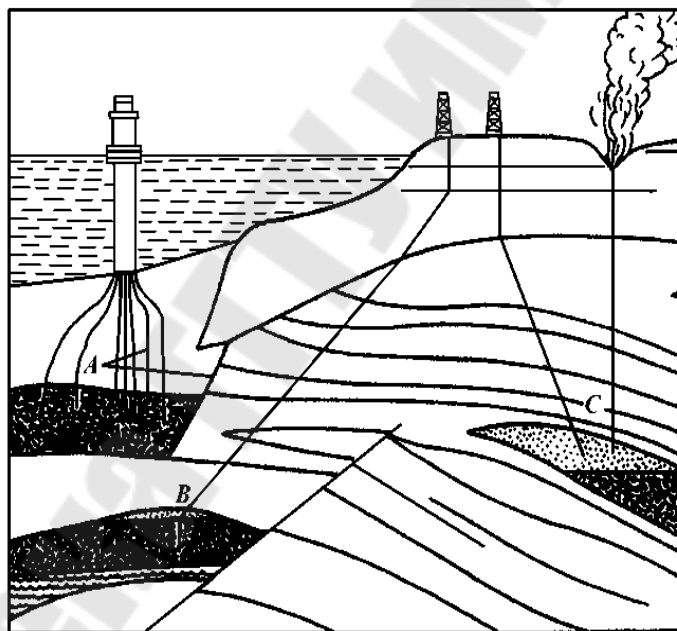


Рис.9.4 Направленные скважины при бурении на море и при глушении неуправляемых фонтанов

Использование направленных скважин для глушения открытого выброса стало обычным (см. рис. 9.4, скв. С). Специальная разгрузочная скважина выполняет свою функцию даже тогда, когда ее забой находится на некотором расстоянии от ствола фонтанирующей скважины; эта технология допускает расстояние между забоями до 3,5 м.

Большое число направленных скважин пробурено на пласты, недостижимые вертикальными скважинами с поверхности из-за таких

препятствий, как холмы, озера, крупные строения (рис. 9.5, скв. *A*). Другие скважины пробурены в обход геологических препятствий. Так, (рис.9.5, скв. *B*) была пробурена в солевом куполе, зацементирована и перенаправлена в нефтеносный пласт под куполом.

Бурение стволов скважин через соль осложнено их размывом, ухудшением свойств бурового раствора, потерей циркуляции. Эти осложнения настолько тяжелые, что часто приходится бурить в обход соляного купола (рис. 9.5, скв. *C*), чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними. Отметим, что скв. *A* пробурена по 1-му типу, а скв. *B* и *C* - по 3-му типу скважин. Бурение через разлом лучше осуществлять под прямым углом к плоскости сдвига (скв. *D*), однако возникает опасность осложнений при прохождении разлома, которые можно исключить проходкой скважины под ним (скв. *E*).

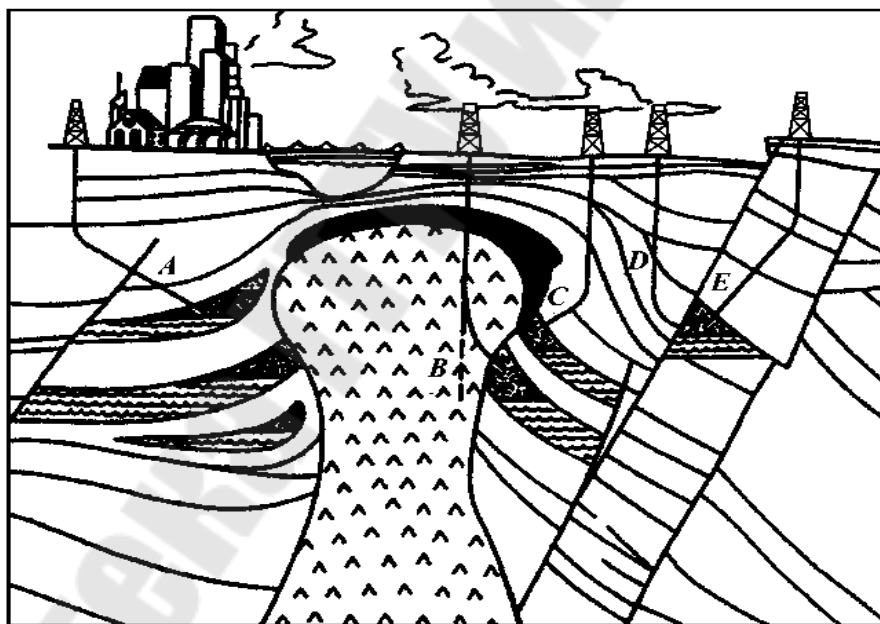


Рис. 9.5. Варианты направленного бурения вокруг препятствий и под соляной купол

Другие случаи (рис. 9.6) включают эксплуатацию многопластовой залежи одиночной скважиной (*A*), выпрямление самопроизвольно отклонившейся скважины (*B*), обход прихваченного в скважине инструмента (*C*).

Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи (рис.9.6), может быть частично затампонирована (*D*) и отклонена в нефтеносную зону для того, чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарная продуктивность может быть

максимизирована посредством бурения горизонтального дренажного ствола (E), чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной разветвленной многозабойной скважиной (F).

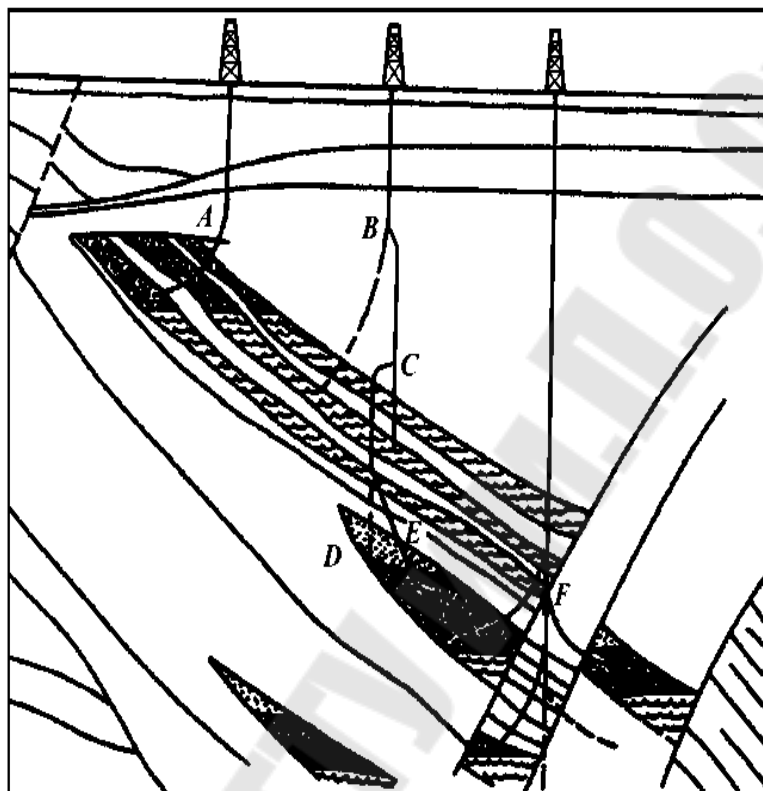


Рис. 9.6. Направленные и многозабойные скважины, в том числе с исправленными траекториями

Общая схема проводки наклонно направленных скважин представлена на (рис.9.7).

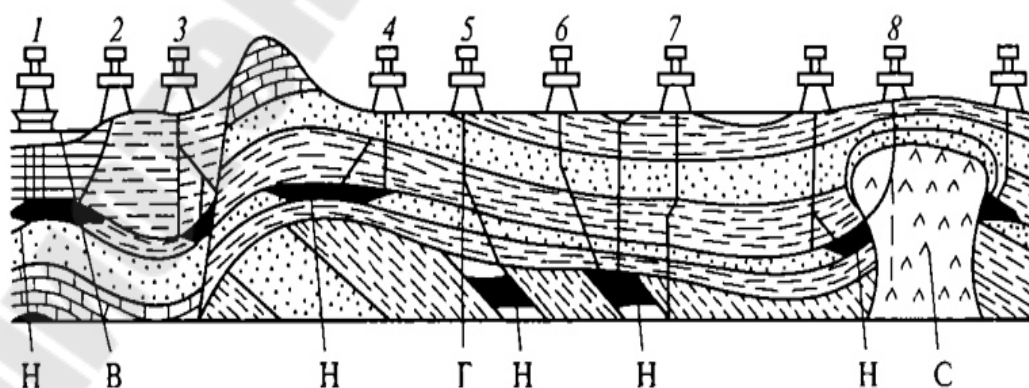


Рис.9.7. Общая схема проводки наклонно направленных скважин: 1- проходка с морского основания; 2- разбуривание морского нефтяного месторождения с берега; 3- отклонение ствола скважины от сбросовой зоны

(зоны разрыва) по направлению к нефтеносному участку; 4- проходка наклонной скважины, когда забой расположен под участком, недоступном для монтажа буровой установки; 5- бурение на нефтяные пласты моноклиального типа; 6- бурение вспомогательной наклонной скважины для ликвидации открытого фонтана или пожара; 7- уход ствола скважины при аварии с оставлением в ней бурильного инструмента; 8- проходка наклонных скважин в районе замывания соляного купола; Н-нефть; Г- газ; В- вода; С- соль.

### 9.2.2 Обоснование проекций ствола направленной скважины

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для построения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды.

Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

- состав проходимых пород;
- подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;
- тип бурового раствора и конструкция скважины;
- геометрические размеры ствола;
- потенциальные возможности оборудования.

На рис. 9.8 показан план ствола скважины по 1-му типу. На плане изображены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная.

Вертикальную проекцию вычерчивают на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель.

Отклонение забоя – это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Его вычерчивают в масштабе глубины. На рис. 9.8 отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина ( $TVD$ ) – 3000 м; измеренная глубина ( $MD$ ) – длина ствола скважины – 3100 м. Значение  $MD$  всегда больше значения  $TVD$ , причем разность между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны (интенсивности искривления) и выполаживания, незапланированных отклонений.

Вид в плане показывает расположение проекции скважины на горизонтальной плоскости с истинным направлением севера (географического) вверх листа.

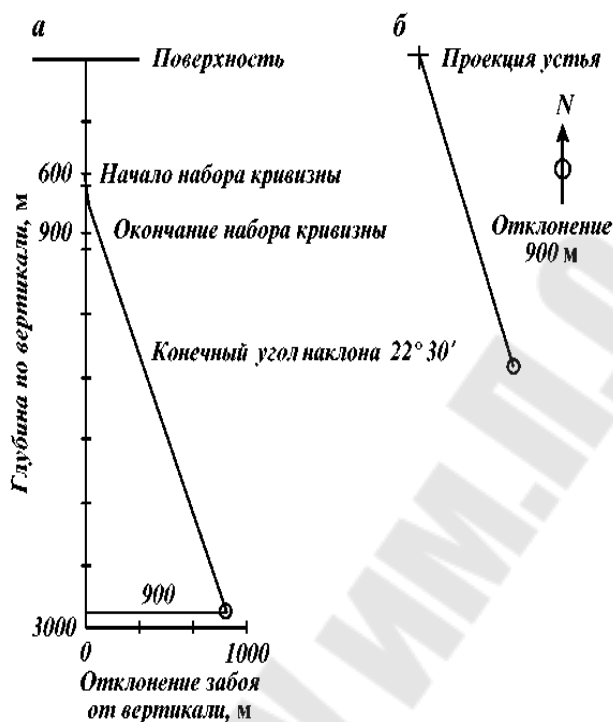


Рис. 9.8. План проекций наклонно направленной скважины: а – вертикальная проекция; б – горизонтальная проекция

В прямоугольной системе координат горизонтальное направление ствола скважины указывают числом градусов на восток или запад по отношению к северу или к югу. Рассматриваемая скважина имеет ствол, направленный к юго-востоку под углом  $20^{\circ}45'$ . Это обозначается следующим образом:  $S20^{\circ}45'E$ . Направление скважины можно также обозначить азимутом – числом градусов по часовой стрелке от севера (север – 0, юг – 180, восток – 90, запад – 270). Азимут скважины  $159^{\circ}15'$ . На горизонтальном плане также показывают в масштабе величину отклонения, при этом горизонтальный масштаб может отличаться от вертикального (в данном случае горизонтальный масштаб больше вертикального в 2 раза).

Скважина, изображенная на рис. 9.8, бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла  $20^{\circ}45'$  на юго-восток (точка начала отклонения обозначается латинской аббревиатурой *KOP* – от английского (kick-off point)). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600–900 м и достигают его конечного значения  $22^{\circ}30'$  на глубине 900 м. Среднюю

скорость набора кривизны (интенсивность искривления « $i$ ») можно определить по формуле:

$$i = 10 \cdot \frac{(\text{конечный\_угол} - \text{начальный\_угол})}{\text{конечнаяMD} - \text{начальнаяMD}}, \quad (9.16)$$

Для данной скважины:  $i = 10 \cdot \frac{22,5 - 0,0}{900 - 600} = 0,80 / 10 \text{ М.}$

Дуга окружности, по сравнению с другими формами профиля, позволяет достичь минимального сопротивления участка скважины движению труб при одинаковом изменении ее зенитного угла на данном участке, поэтому целесообразно все искривленные участки профиля направленной скважины проектировать в виде дуги окружности. При этом длину каждого участка профиля, а также вертикальную и горизонтальную проекции, можно подсчитать по формулам, приведенным в табл. 9.1.

Таблица 9.1

**Формулы для расчета проекций и длин участков профиля скважины**

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	$H_B$	$H_B$
Начального икривления	$R(1 - \cos Z)$	$R \sin Z$	$ZR / 57,296$
Увеличения зенитного угла	$R(\cos Z_2 - \cos Z_1)$	$R(\sin Z_2 - \sin Z_1)$	$(Z_2 - Z_1)R / 57,296$
Уменьшения зенитного угла	$R(\cos Z_1 - \cos Z_2)$	$R(\sin Z_1 - \sin Z_2)$	$(Z_1 - Z_2)R / 57,296$
Тангенциальный длиной $L$	$L \sin Z_L$	$L \cos Z_L$	$L$

Примечание: Обозначения:  $Z, Z_1, Z_2$  - зенитные углы соответственно в конце участка начального икривления, в начале и конце искривленного участка;  $Z_L$  - зенитный угол тангенциального участка;  $R$  - радиус кривизны участка профиля.

Направленные скважины, которые бурят по 2-му ( $S$ -образному) типу профиля, имеют следующие технологические недостатки:

- требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;
- интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;
- при подъеме бурильной колонны из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;

- значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме колонны бурильных труб из скважины в случае бурения по 2-му типу скважин на 35 % выше, чем при бурении по 3-му типу, и на 20 % выше, чем при бурении по 1-му типу скважин.

Применение 1-го и 3-го типов направленных скважин взамен 2-го позволяет на практике:

- уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;
- минимизировать длину участка начального искривления;
- осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;
- наиболее полно использовать вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, 1-й и 3-й типы направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами 2-го типа.

### **9.2.3 Выбор элементов конструкции направленной скважины**

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя из геологической и промысловой характеристик конкретной площади.

Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно:

- а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола;
- б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважин из-под башмака предыдущей обсадной колонны;
- в) выбор конструкции фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью выполнения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть

по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений. В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до  $70^\circ$ . В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

Как правило, под кондуктор бурят вертикальный ствол, если коэффициент отклонения, равный отношению горизонтального смещения забоя к длине вертикального участка скважины, не более 0,7. Выбор глубины спуска первой технической колонны необходимо увязывать не только с геологическими условиями разреза и степенью осложненности условий бурения, но и с конфигурацией направленной скважины, определяющей возможность спуска обсадной колонны на заданную глубину в необсаженном наклонном стволе с учетом действующих на нее сил сопротивления.

#### **9.2.4 Особенности профилей горизонтальных скважин**

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола будем понимать его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

При расчете профиля этой части горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения забоя от вертикали необходимо задавать значение зенитного угла на проектной глубине. Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную плоскости.

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким (ультракоротким) радиусом.

Горизонтальные скважины с большим радиусом кривизны ( $>190$  м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной



протяженностью горизонтального участка (600–1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать максимальную интенсивность искривления ( $0,7\text{--}2^\circ$  на 10 м проходки).

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны (60–190 м) применяют как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин  $3\text{--}10^\circ$  на 10 м при длине горизонтального участка 450–900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с малым радиусом искривления (10–60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляют  $10\text{--}25^\circ$  на 10 м проходки при длине горизонтального участка 90–250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб, поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка скважин с коротким и ультракоротким ( $<10$  м) радиусом кривизны невозможна без специальных труб и инструмента.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различные состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения. Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка ствола. Эти характеристики скважины зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, прочности пород и устойчивости разреза. В продуктивных пластах небольшой мощности (5–15 м) при глубине их залегания до 2000 м рекомендуется вписывать горизонтальный участок ствола в среднюю часть пласта по траектории, параллельной кровле и подошве. Низкопроницаемые пласты значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью целесообразно разбуривать параллельными горизонтальными

стволами. Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, когда продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослойками, причем сведения о таком «слоеном пироге» недостаточно точные, то такие пласты рекомендуется вскрывать волнообразным стволом.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используют для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности.

### **9.2.5 Проектирование траектории направленных скважин**

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели.

При этом следует иметь в виду применение трех основных типов профилей, описанных выше:

тангенциальный, состоящий из трех участков – вертикального, набора зенитного угла и наклонного прямолинейного;

S-образный, состоящий из пяти участков – вертикального, набора зенитного угла, наклонного прямолинейного, уменьшения зенитного угла и вертикального;

J-образный, состоящий из двух участков – вертикального и набора зенитного угла.

Любые другие профили скважин являются либо промежуточными, либо комбинацией упомянутых трех типов.

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

- глубина проектного забоя;
- отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;
- азимут цели по отношению к устью;
- конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для 1-го и 2-го типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны; для 3-го типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющими устройствами.

Наиболее целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых сравнительно твердых породах, причем траектория набора и уменьшения кривизны должна соответствовать окружности определенного радиуса. Это позволит свести к минимуму опасность образования желобов и силы трения при спускоподъемных операциях.

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как можно меньше, однако его значение часто ограничено снизу следующими требованиями:

- при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должны возникать запредельные напряжения;
- обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений;
- должны быть обеспечены спуск и нормальная работа как в открытом стволе, так и в обсадной колонне глубинных приборов и погружного оборудования.

#### **9.2.6 Расчет элементов траектории направленных скважин**

Расчетный тангенциальный профиль (I типа) наклонно направленной скважины представлен на (рис.9.9).

При расчете тангенциального профиля 1-го типа (рис.9.9) необходимое значение максимального зенитного угла находят по формуле (9.17).

$$\cos \alpha = \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2} - 2R}{(R-A)^2 + H^2} \quad (9.17)$$

где  $R$  – радиус искривления 2-го участка ствола, м;  $A$  – смещение забоя от вертикали, м;  $H$  – интервал глубин по вертикали 2-го и 3-го участков ствола скважины, м.

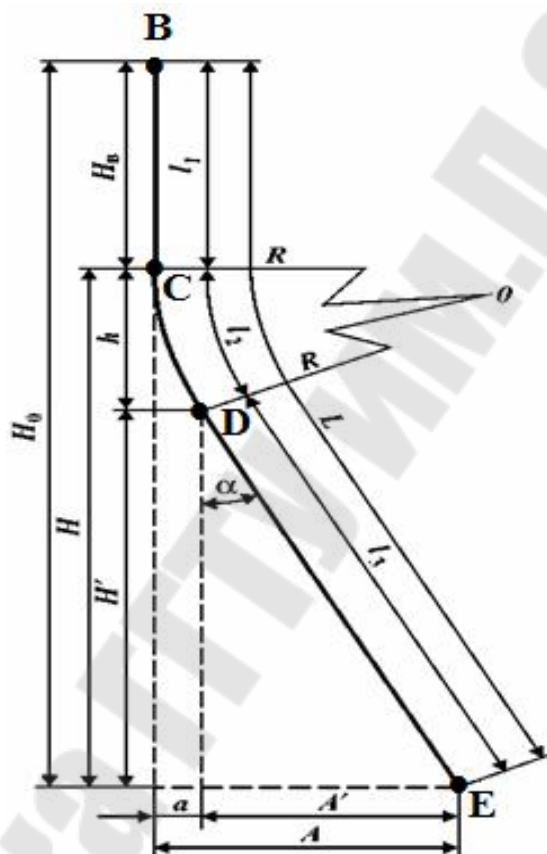


Рис.9.9 Расчетный тангенциальный профиль (I типа) наклонно направленной скважины

Длину 2-го и 3-го участков, их вертикальных и горизонтальных проекций определяют по формулам, приведенным в табл. 9.2.

Таблица 9.2

**Формулы для расчета проекций и длин участков тангенциального профиля**

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_b$	-	$H_b$
Набор	$l_2 = 0,0174 R \alpha$	$\alpha = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$

зенитного угла			
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H' / \cos \alpha$	$A' = H' \operatorname{tg} \alpha$	$H' = H_0 - (H_B + h)$
Длина ствола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = \alpha + A'$	$H_0 = H_B + h + H'$

Расчетный S-образный профиль (II типа) наклонно направленной скважины представлен на (рис. 9.8).

При расчете профиля 2-го типа (рис. 9.8) сначала устанавливают длину 5-го вертикального участка.

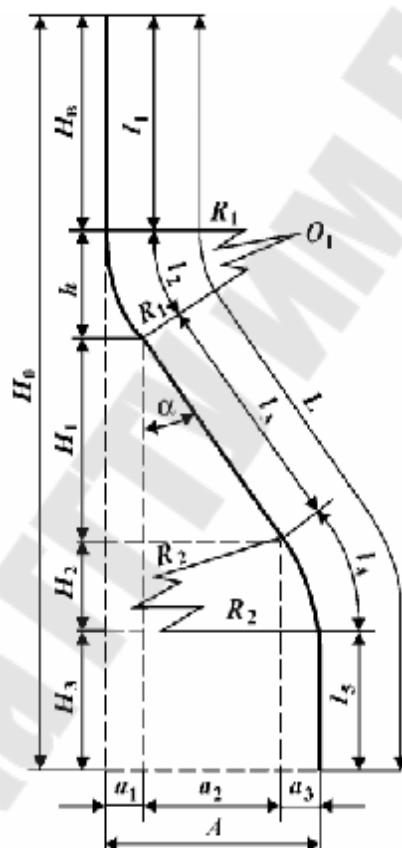


Рис.9.8. Расчетный S-образный профиль (II типа) наклонно направленной скважины

Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее общей мощности залежи плюс 5–10 % от нее. Указанная величина превышения длины 5-го участка над мощностью залежи обусловлена часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце 4-го участка ствола.

Необходимый зенитный угол 3-го участка ствола определяют из следующей формулы:

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H (R_0 - A) \sqrt{H^2 - A(2R_0 - A)}}{(H^2 - R_0^2) - A(2R_0 - A)} \quad (9.18)$$

$$\delta = 90^\circ - \alpha$$

$$\text{где } R_0 = R_1 + R_2$$

$$H = H_0 - H_B - H_3$$

Длину участков профилей, их горизонтальных и вертикальных проекций определяют с помощью формул, приведенных в табл. 9.3.

**Таблица 9.3**

**Формулы для расчета проекций и длин участков S-образного профиля**

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_e$	-	$H_B$
Набор зенитного угла	$l_2 = 0,0174 R_1 a_1$	$a_1 = R_1 (1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$
Прямой наклонный	$l_3 = H_1 / \cos \alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha$	$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - R_0 \sin \alpha$
Уменьшение зенитного угла	$l_4 = 0,01745 R_2 a_3$	$a_3 = R_2 (1 - \cos \alpha)$	$H_2 = R_2 \sin \alpha$
Нижний вертикальный	$l_5 = H_3$	-	$H_3$
Длина ствола	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_B + h + H_1 + H_2 + H_3$

Расчетный J-образный профиль (III типа) наклонно направленной скважины представлен на (рис. 9.9).

При расчете J-образного профиля 3-го типа (рис.9.9), когда известны глубина скважины, длина 1-го вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют радиус искривления 2-го участка. Кроме того, может быть задан угол с продуктивным пластом (угол между осью ствола скважины и плоскостью напластования).

$$\cos \alpha = 1 - A / R \quad (9.19)$$

Тогда зенитный угол в месте входа в пласт

$$\alpha = 90 - \gamma - \beta \quad (9.20)$$

где  $\gamma$  - угол встречи скважины с пластом;  $\beta$  - угол падения пласта.

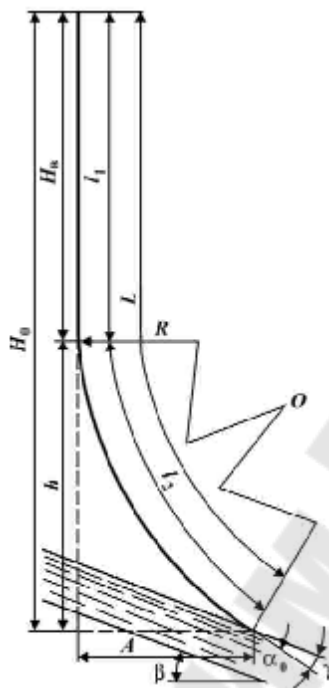


Рис. 9.9. Расчетный J-образный профиль (III типа) наклонно направленной скважины

Для расчета длин участков, вертикальных и горизонтальных проекций J-образного профиля 3-го типа скважины используют формулы, приведенные в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Формулы для расчета J-образного профиля 3-го типа скважины

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_0$	-	$H_v$
Набор зенитного угла	$l_2 = 0,0174 RA$	$A = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$
Длина ствола	$L = l_1 + l_2$	$A$	$H_0 = H_v + h$

### 9.2.7 Определение радиуса искривления при наборе кривизны скважины

Как указывалось выше, радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако

при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1) Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать  $1,5^\circ/10$  м проходки.

2) В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.

3) Должно быть исключено образование желобов в искривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено величиной давления замков на стенки ствола скважины:

$$R f 12P/Q$$

где  $P$  – осевое усилие, действующее на бурильные трубы;  $Q$  – допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины;  $12$  – средняя длина половины бурильной свечи.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение  $Q$  можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости – 20–30 кН, для пород твердых и крепких – 40–50 кН.

4) Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб  $\sigma_T$ :

$$R f \frac{dE}{2\sigma_T}$$

где  $d$  – наружный диаметр бурильных труб;  $E$  – модуль Юнга.

5) При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$$R f 0,25L_j [0,74(D - d_i) - K]$$

где  $L_j$ ,  $d_i$  – соответственно длина и наружный диаметр забойного двигателя;  $D$  – диаметр долота;  $K$  – зазор, выбираемый на основании геологических условий ( $K = 0$  для твердых пород,  $K = 0,003 - 0,006$  м для мягких и средних).

6) При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала. Это требование обеспечивается при условии

$$R f \frac{d_k E_k}{2\sigma_T}$$



где  $E_k$ ,  $\sigma_T$  – соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб;  $d_k$  – наружный диаметр обсадной колонны.

7) В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

$$R f \frac{L_2}{8(d_B - d_H - k)}$$

где  $L$  – длина спускаемого в колонну погружного устройства;  $d_B$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  $d_H$  – диаметр спускаемого в колонну погружного устройства;  $k$  – зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства (в большинстве случаев можно принять  $k = 0,0015 - 0,003$  м).

Выбранный на основании приведенных выше ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5–10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения. Значение радиуса искривления корректируют на основании сравнения осевого усилия, возникающего при подъеме бурильной колонны из искривленной скважины, с допустимым его значением для данной бурильной колонны и буровой установки.

Профиль направленной скважины строят следующим образом.

Чтобы построить горизонтальную проекцию, сначала наносят точку, обозначающую устье скважины, затем с помощью транспорта из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нем в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности (границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной).

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине

наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые предварительно вычислены по приведенным выше формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

### **9.3 Факторы, определяющие траекторию забоя скважины**

Термин «забойная компоновка» относится к комбинации утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов и центраторов, оборудования и устройств, расположенных непосредственно над долотом. При направленном бурении, особенно роторном, в забойной компоновке используют эффекты, которые приводят к увеличению, уменьшению или стабилизации угла наклона. Забойная компоновка для роторного бурения не может применяться для управления горизонтальным направлением ствола или в точках начала изменения направления (КОР); однако специфические забойные компоновки бывают полезны для изменения угла наклона скважины, если она уже искривлена.

Все части бурильной колонны до некоторой степени гибкие. Стандартная бурильная труба очень гибкая и легко искривляется при сжатии; по этой причине верхнюю часть бурильной колонны обычно в процессе бурения поддерживают в растянутом состоянии. И даже толстостенные утяжеленные бурильные трубы (УБТ), устанавливаемые в призабойной части бурильной колонны, достаточно гибкие, чтобы изогнуться там, где они лишены боковой опоры.

Изменение забойной компоновки дает возможность бурильщику управлять величиной и направлением изгиба бурильной колонны и таким образом увеличивать, уменьшать или поддерживать угол отклонения забоя так, как это желательно.

Бурение направленных скважин большого диаметра (8–12") обычно легче, чем бурение скважины малого диаметра. Утяжеленные и обычные бурильные трубы большего размера жестче и, следовательно, менее подвержены изгибу и закручиванию в одних и тех же проходимых породах. Они также больше весят, давая бурильщику большую возможность изменять диапазон нагрузки на долото. И хотя их большая внешняя поверхность создает большие сопротивления на контакте со стенкой ствола, этот недостаток менее

значителен, чем преимущества, и поэтому их использование стало обычной практикой в направленном бурении.

### 9.3.1 Опорные забойные компоновки

Стабилизатор (центратор), установленный непосредственно над долотом, действует как боковая опора.

В скважинах, составляющих с вертикалью  $3^\circ$  и более, утяжеленные бурильные трубы выше разгруженной части опираются на нижнюю часть стенки скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части. При этом по мере углубления ствола увеличивается угол его наклона (рис.9.10). Такая тенденция называется опорным эффектом. Забойные компоновки, использующие опорный эффект для увеличения угла наклона ствола скважины, также называют наращивающими.

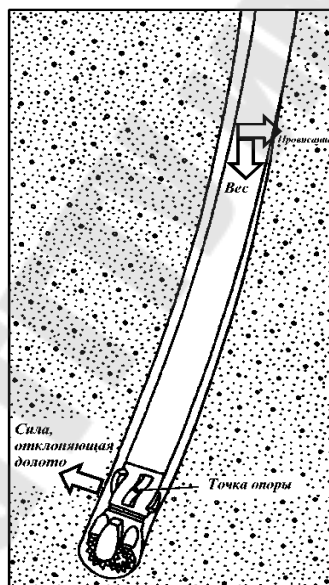


Рис.9.10. Опорный эффект от провисания УБТ

Скорость наращивания угла с опорными компоновками можно регулировать выбором соответствующего размера утяжеленных бурильных труб путем использования коротких утяжеленных труб и переводников между стабилизатором и долотом, распределением других стабилизаторов соответственно выше забойной части утяжеленных труб и регулированием нагрузки на долото и скорости циркуляции. Более гибкие компоновки выше точки опоры ускоряют наращивание угла наклона ствола скважины. Утяжеленные трубы меньшего диаметра провисают и изгибаются легче, чем большего диаметра.

Увеличение нагрузки заставляет забойную компоновку изгибаться далее в направлении начального прогиба. Если применяется умеренная циркуляция, достаточная для очистки долота и стабилизаторов, то наращивание угла наклона интенсифицируется, особенно в мягких породах.

### 9.3.2 Маятниковая компоновка

В гибких компоновках, поддерживаемых стабилизатором, установка одной или двух утяжеленных труб над долотом вместо наддолотного стабилизатора приводит к тому, что УБТ под стабилизатором стремятся занять вертикальное положение (рис.9.11).

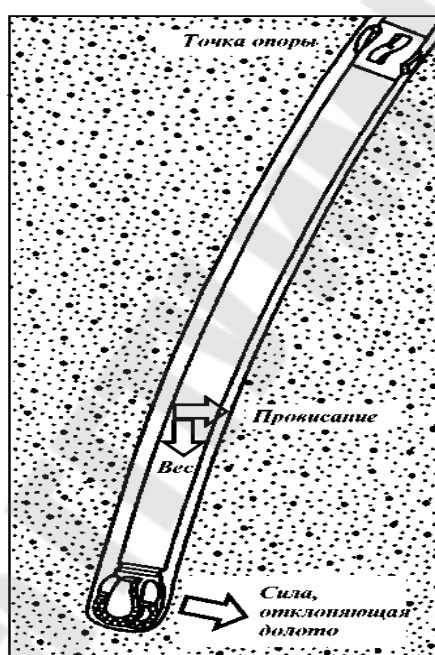


Рис.9.11. Эффект маятника (отвеса) от провисания УБТ

В рассматриваемой скважине гравитационные силы на долоте действуют в направлении нижней стенки ствола, создавая при бурении условия для уменьшения угла наклона ствола скважины. Этот принцип известен как эффект маятника (отвеса). Забойную компоновку, используемую для уменьшения угла отклонения от вертикали, иногда называют «падающей» компоновкой (эффект маятника также используют, чтобы сохранить вертикальный курс в местах самопроизвольного искривления ствола).

В маятниковых компоновках расстояние между стабилизатором и долотом зависит от жесткости утяжеленных труб. Если используют гибкие утяжеленные трубы меньшего диаметра, то стабилизатор

желательно поместить в бурильной колонне ниже, чтобы удерживать утяжеленные трубы от чрезмерного провисания на противоположную стенку скважины. Эффект маятника аннулируется, если УБТ контактируют с нижней стороной ствола между долотом и стабилизатором. Утяжеленные трубы малого диаметра также способствуют уменьшению нагрузки на долото, в результате чего снижается скорость бурения.

Чтобы предотвратить чрезмерное провисание в сильно искривленных скважинах, стабилизаторы могут быть установлены так низко, что долото будет создавать малое усилие или вообще не будет создавать усилия на нижнюю стенку ствола. В этих случаях подкалиберный стабилизатор, установленный вблизи долота, будет способствовать постепенному уменьшению угла. Однако если все-таки угол невозможно уменьшить по желанию, то возникает необходимость подъема бурильной колонны и спуска отклоняющего устройства.

### 9.3.3 Комбинированная (жесткая) компоновка

Удваивание толщины стенки утяжеленной трубы увеличивает ее жесткость в 8 раз. Чтобы сохранить угол наклона ствола скважины, бурильщик может использовать комбинацию толстостенных утяжеленных труб по возможности большого диаметра и стабилизаторов для минимизации или ограничения искривления, т.е. компоновки, ограничивающие как эффект маятника, так и эффект опоры. Такие компоновки называют комбинированными, или жесткими (рис.9.12).

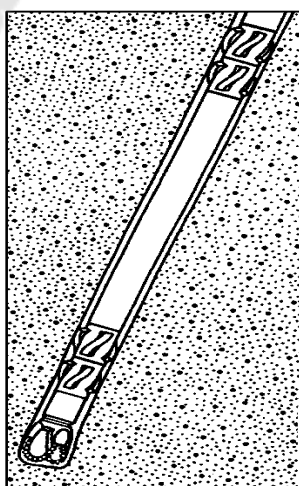


Рис.9.12. Принцип действия жесткой забойной компоновки

### **9.3.4 Компоновка с забойным двигателем**

Забойные двигатели могут использоваться не только для изменения угла и направления ствола, но также для бурения прямых интервалов (вертикальных или наклонных) направленной скважины.

Когда забойный двигатель применяют для сохранения угла, ребра лопастного стабилизатора могут быть приварены к нижней части его корпуса, а стабилизатор установлен сразу над ним. Для ограничения трения и передачи осевой нагрузки на долото бурильную колонну иногда медленно вращают, чтобы бурение велось в прямом, уже созданном направлении. В этом случае ни кривой корпус забойного двигателя, ни кривой переводник не используются.

### **9.3.5 Особые проблемы в направленном бурении**

Направленные скважины бурить труднее, чем вертикальные. Почти все обычные операции при бурении усложняются, когда скважины бурят под углом. При подъеме и спуске бурильной колонны требуется большая мощность, необходимо большее усилие на роторе для преодоления силы трения; буровой раствор и гидравлическая система требуют более внимательного отношения; прихваты труб и поломки оборудования становятся более типичными, обсадные колонны труднее спускать и цементировать.

При резких перегибах ствола скважины во время выполнения спуско-подъемных операций на верхней (от направления перегиба) стенке ствола за счет натяжения бурильной колонны и прижатия бурильных замков образуются продольные выработки, называемые желобами (рис.9.13), сечение которых напоминает замочную скважину.

Создание желобов в резко искривленных интервалах ствола скважины является серьезным осложнением.

Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и утяжеленные бурильные трубы. Во время проведения СПО бурильную колонну может заклинить в этой замочной скважине и для ее извлечения потребуются провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то обсадная колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. Поэтому быстро набирать кривизну безопаснее в нижних интервалах ствола, чем в верхних.

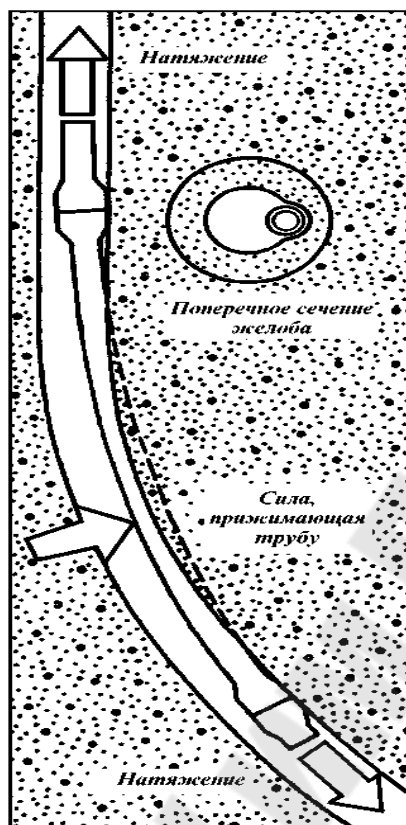


Рис.9.13. Схема образования желоба в виде замочной скважины

Многие проблемы могут быть исключены благодаря особому вниманию к интенсивности набора кривизны.

В идеале угол наклона должен увеличиваться или уменьшаться постепенно: обычно  $6^\circ/100$  м; максимально в безопасном пределе до  $15^\circ/100$  м. Однако изменение угла наклона от  $6$  до  $15^\circ$  автоматически нельзя считать безопасным. Темп изменения угла наклона должен соблюдаться на всем искривляемом интервале. Если  $1^\circ$  угла искривления добавляется каждые  $10$  м и при этом не изменяется азимут ствола, вероятно, не будет проблемы при следующем долблении. Но если этот угол добавляют каждые  $5$  м проходки и искривление  $10^\circ$  достигается в интервале  $100$  м, то это значит, что первые  $50$  м пройдены с темпом искривления  $20^\circ/100$  м.

Когда анализируют инклинометрические данные, следует учесть как вертикальные, так и горизонтальные изменения траектории ствола. Если набор кривизны произведен плавно от  $8$  до  $12^\circ/25$  м, то темп набора угла составляет  $1,7^\circ/10$  м. Но если в это же время азимутальное направление скважины изменено на  $25^\circ$ , то желобообразующий фактор становится почти  $2,5^\circ/10$  м (или более  $20^\circ/100$  м), а ствол имеет вид спирали или штопора.

На произвольное отклонение ствола от заданной тректории значительное влияние оказывают геологические факторы.

Иногда проходимые породы имеют тенденцию отклонять долото. Его управление становится более трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально.

Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше  $45^\circ$ , долото стремится отклониться в сторону восстания пласта или принять положение, перпендикулярное к напластованию (рис.9.14, а). Если угол падения больше  $45^\circ$ , то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению пласта, или стремится принять положение, параллельное напластованию (рис.9.14, б). Иногда скважину планируют, используя эти тенденции долота. В других случаях для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

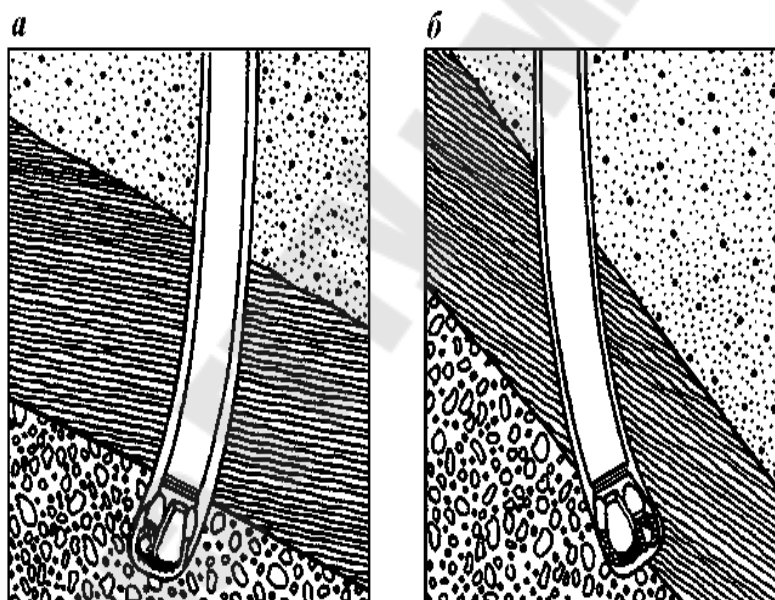


Рис.9.14. Искривление ствола скважины под влиянием падения пластов: а) – с углом падения менее  $45^\circ$ ; б) – с углом падения более  $45^\circ$ .

Долото также имеет тенденцию отклоняться в горизонтальном направлении параллельно наклонному напластованию вследствие разной прочности проходимых пород. Этот эффект называют «блужданием». Даже там, где напластование горизонтальное, вращаемое вправо долото имеет тенденцию двигаться вправо в искривленной скважине («уход» долота).

«Блуждание» и «уход» долота труднее контролировать, чем изменения вертикального направления, потому что они не могут быть



скорректированы простым изменением вращения или нагружения забойной компоновки.

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль за «блужданием» или «уходом» долота, обычно требуется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, бурильщик может предвидеть влияние геологических факторов или «уход» долота и компенсировать это проводкой скважины, например, в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать «уход» долота для проводки ствола к цели.

Как правило, направленное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

Однако чтобы достичь наилучших общих результатов при наименьшей стоимости, бурильщик должен учитывать многие факторы, такие, как скорость проходки, изменение угла искривления, ожидаемый абразивный износ или прихват бурильного инструмента, регулирование давления.

Скорость проходки, например, ограничивают, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижней стенке ствола. Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком бурового раствора. Стабилизаторы помогают частично решить проблему, удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины.

Увеличение скорости циркуляции может заставить компоновку отклоняться слишком быстро или блуждать.

В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, изнашивания и поломки труб. В мягких породах это даже может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

Трение бурильной колонны о стенки ствола не может быть исключено полностью, но его можно уменьшить посредством

использования нефтеэмульсионных буровых растворов или применения специальных смазывающих добавок.

Трение также затрудняет спуск обсадных колонн в направленные скважины. Колонна ложится на нижнюю стенку ствола, в результате чего цемент плохо распределяется по заколонному пространству. Используя безмуфтовые обсадные колонны и центраторы, можно уменьшить трение в скважинах; центраторы также улучшают распределение цемента за колонной посредством отвода ее от стенки ствола.

#### **9.4. Забойные компоновки для бурения направленных скважин**

Наиболее предпочтительно в интервале набора кривизны ствола скважины применять укороченный забойный двигатель. В целях увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем используют различные компоновки низа бурильных колонн (КНБК) в соответствии с геолого-техническими условиями бурения (рис. 9.15).

Для увеличения зенитного угла применяются следующие компоновки:

- долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис.9.15, а); угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно  $1,5-3^\circ$ , длина УБТ (при коротких турбобурах) 12-25 м;
- долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом  $0,5-1,5^\circ$  (рис. 9.15, б);
- долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис.9.15, в); рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса  $1-2^\circ$ ;
- долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и бурильные трубы (рис.9.15, г); при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;
- долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис.9.15, е); угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным  $1,5-3^\circ$ ;
- долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб,

устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис.9.15, е);

- долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной металлической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис.9.15, ж).

Различная интенсивность искривления ствола скважины достигается за счет изменения угла перекоса осей присоединительных резьб переводника и длины прямого переводника, размещаемого между долотом и отклонителем. При использовании эксцентричного ниппеля не следует устанавливать на шпинделе турбобура переводник длиной более 0,3 м.

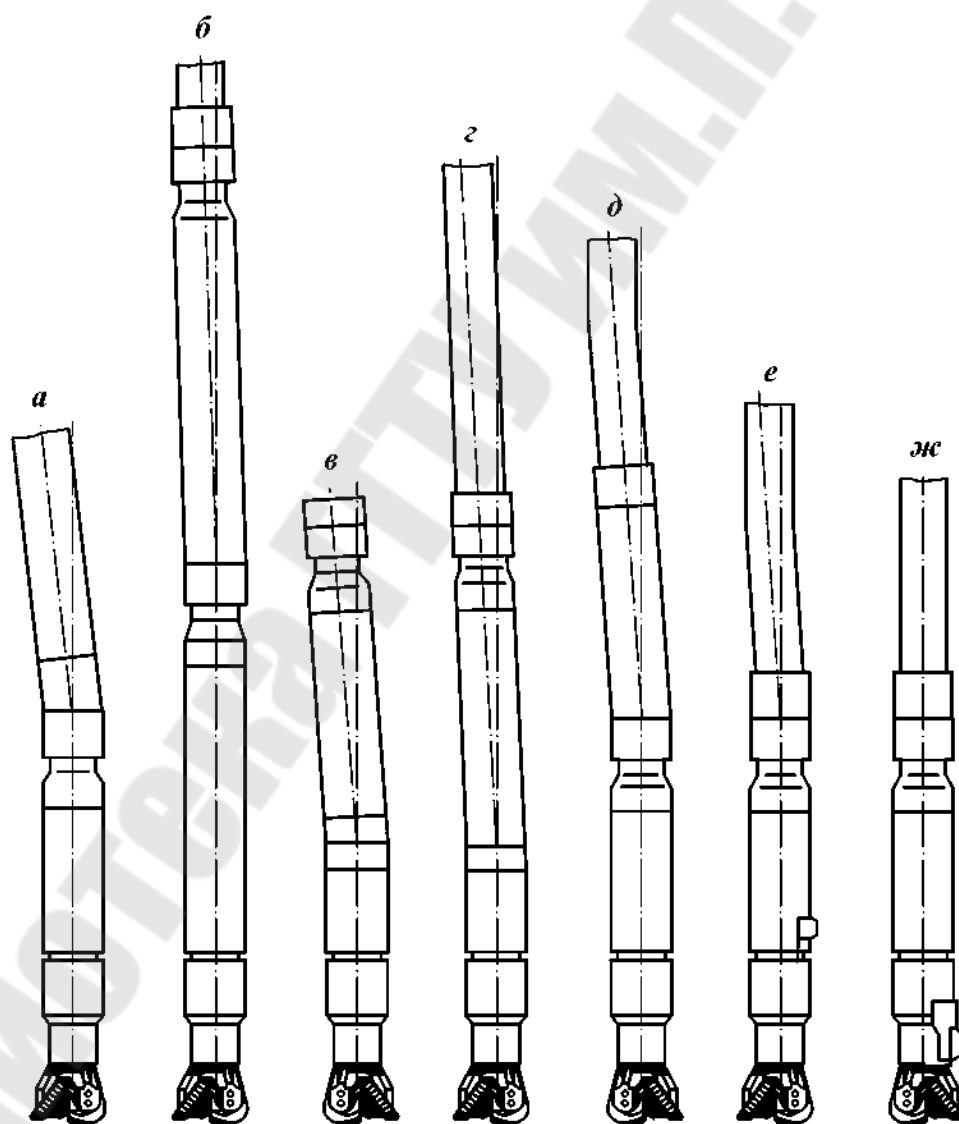


Рис.9.15. Компоновки низа бурильной колонны для искривления скважин: а – с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; б – с искривленным секционным турбобуром; в – с турбинным отклонителем; г – с

турбинным отклонителем и кривым переводником; д – с отклонителем; е – с накладкой и кривым переводником; ж – с эксцентричным ниппелем

**Проектирование отклоняющих компоновок включает:** выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требований точности искривления. Компоновки 1 и 3 рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительное увеличение диаметра ствола. Предпочтительнее компоновка 3, так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получать более высокие показатели бурения - механическую скорость и проходку на долото. Компоновки 4 и 5 рекомендуется применять в том случае, если ожидается значительное расширение ствола скважины. Если требуется малая интенсивность искривления, то используют компоновки 6 и 7.

**Геометрические размеры КНБК** (компоновки низа бурильных колонн) рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок 6 и 7 следует выбирать их размеры такими, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более  $1^\circ$  на 10 м проходки. При этом углублять скважину можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

**Для уменьшения зенитного угла** рекомендуется применять следующие компоновки низа бурильной колонны:

- для медленного уменьшения зенитного угла: – долото, забойный двигатель и бурильные трубы;
- для уменьшения зенитного угла со средней величиной интенсивности искривления: – долото, сбалансированная толстостенная труба в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3–4 м, забойный двигатель и бурильные трубы;
- для интенсивного уменьшения зенитного угла: – одну из компоновок, используемых для набора кривизны (рис. 9.15).

**Для стабилизации зенитного угла** рекомендуется применять одну из трех приведенных ниже компоновок:

- долото, наддолотный калибратор, стабилизатор на корпусе турбобура, турбобур и УБТ;

- долото, наддолотный калибратор, турбобур с накладкой, приваренной к его корпусу или установленной на верхний переводник шпинделя, УБТ;
- долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ниппелем и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

#### **Примеры компоновок для искривления скважин**

Примеры компоновок низа буровой колонны для искривления скважин приведены на (рис.9.15).

### **9.5 Методы и средства контроля траектории направленных скважин**

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживается в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными.

Одновременно с развитием наклонно-направленного бурения существует тенденция повышения требований к точности попадания забоя скважин в заданную точку и к соблюдению проектного профиля скважины.

В связи с этим возникает необходимость обеспечения эффективного контроля пространственного положения ствола скважины.

При бурении наклонно-направленных скважин применяется комплекс маркшейдерских работ, включающий специальное оборудование, инструмент, приборы, особые технологические приемы, и связанный как с заданием направления ствола скважины, так и с постоянным контролем за положением оси ствола скважины в пространстве. Последнее является задачей инклинометрии.

#### **9.5.1 Забойные измерительные приборы – инклинометры**

Чтобы определить изменения конфигурации ствола, проводят единичные выборочные измерения с помощью забойных приборов-инклинометров (сбрасываемых или спускаемых внутрь скважины на каротажном кабеле). Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными перерывами в работе бурового станка, в течение вспомогательных операций, например, непосредственно перед подъемом буровых труб для замены долота.

Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени, такие, например, как перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

Для определения конфигурации ствола скважины в отечественной практике чаще всего применяют инклинометры, спускаемые внутрь скважины на каротажном кабеле и которые позволяют измерять зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения или по всему стволу.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют с помощью глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонтов и мест аварий.

Поскольку магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или в открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, применяют специальное геофизическое измерительное устройство многократный гироскоп, который можно использовать в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурительных трубах, если на участках измерений в КНБК отсутствуют немагнитные бурительные трубы.

Гироскоп в гироскопическом многократном приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гироскопу.

Собственно гироскоп – это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой  $40\ 000\ \text{мин}^{-1}$ . В отличие от магнитного компаса гироскоп не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако так как на гироскопы влияют вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в бурительную колонну и извлекать из нее с помощью геофизического кабеля. Гироскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гироскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начального отрегулированного положения. Поэтому желательно проводить измерения при спуске

внутри скважины, а не при подъеме из нее (так же, как и для магнитных приборов).

На рис.9.16 показана компоновка рабочих частей в гироскопическом приборе. Перед тем как спустить этот прибор в скважину, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или от поверхностного источника по кабелю.

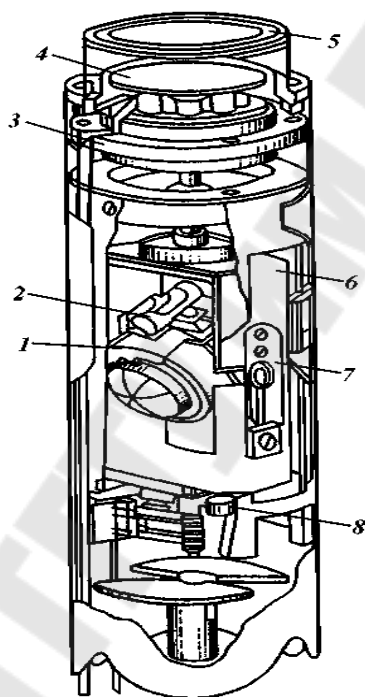


Рис.9.16. Гироскоп в глубинном инструменте многократного действия: 1 – сборка мотора для гироскопа; 2 – нивелирующий переключатель; 3 – сборка вращающего мотора; 4 – гирокарта; 5 – шкала верньера; 6 – внешний шарнир; 7 – внутренняя опора шарнира; 8 – нижняя внешняя опора шарнира

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают по возможности вблизи от долота. Иногда при направленном бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одноразового прибора можно использовать одноразовый гироскопический.

В целом для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших

инструментов до новейших, постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

### **9.5.2 Забойные телеметрические системы**

Более прогрессивные системы инклинометрии, такие, как контролируемые инструменты или измерительные системы в процессе бурения (MWD) и (LWD), в режиме реального времени предоставляют данные о траектории ствола и показывают, что происходит на забое в процессе бурения.

Группу инклинометрических приборов и систем, не требующих для получения информации остановки бурения, у нас принято называть телеметрическими системами.

В зарубежной литературе подобные системы носят название **MWD** (measurement while drilling — измерения траектории в процессе бурения) и **LWD** – logging while drilling – геофизические исследования – каротаж во время бурения).

По мнению большинства отечественных и зарубежных специалистов данное направление — одно из самых актуальных и перспективных, в которых должна развиваться технология бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Создание телеметрических систем контроля за положением отклонителя, забойными параметрами ствола скважины в процессе бурения (включая устройства управления режимами бурения) придало значительный импульс научно-техническому прогрессу в области бурения скважин на нефть и газ.

В настоящее время телеметрические системы типов (**MWD**) и (**LWD**) контроля и управления траекторией, а также составом горных пород при бурении наклонно направленных, многозабойных, разветвленных скважин и боковых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием в продуктивных горизонтах, — в сочетании с методико-математическим и программным обеспечением дали технологам небывалые возможности, в корне изменив методы их работы.

В общем случае телеметрические системы осуществляют измерение первичной скважинной информации, ее передачу по каналу связи забой — устье, прием наземным устройством, обработку и представление оператору результатов обработки.



**1) Существующие телесистемы включают следующие основные части:**

- забойную аппаратуру;
- наземную аппаратуру;
- канал связи;
- технологическую оснастку (для электропроводной линии связи);
- антенну и принадлежности к ней (для электромагнитной линии связи);
- немагнитную УБТ (для телесистем с первичными преобразователями азимута с использованием магнитометров);
- забойный источник электрической энергии (для телесистем с беспроводной линией связи).

**2) Забойная часть телесистемы включает первичные преобразователи измеряемых параметров, таких как:**

- первичные преобразователи (ПП) направления бурения;
- ПП геофизических параметров приствольной зоны скважины;
- ПП технологических параметров бурения.

а) К первичным преобразователям направления бурения относятся:

- ПП зенитного угла в точке измерения ( $\alpha$ );
- ПП азимута скважины ( $j$ );
- ПП направления отклонителя ( $\gamma$ ).

б) К первичным преобразователям геофизических параметров (данных каротажа) можно отнести геофизические зонды, измеряющие:

- КС — кажущееся сопротивление горных пород;
- ПС — самопроизвольную поляризацию;
- гамма-каротаж (гамма естественного излучения горных пород);
- электромагнитный каротаж.

в) К первичным преобразователям технологических параметров бурения можно отнести датчики, измеряющие параметры процесса бурения:

- осевую нагрузку на долото ( $G$ );
- момент ( $M$ ) реактивный или активный;
- частоту вращения ( $n$ ) долота;

- давление внутри и снаружи бурильной колонны;
- другие, по желанию заказчика, а также в зависимости от аппаратурных возможностей телесистемы.

Данные от первичных преобразователей через коммутатор поступают на аналого-цифровой преобразователь (АЦП), затем через кодирующее устройство (КУ), усилитель-передатчик поступают в канал связи. На поверхности закодированная различными способами информация расшифровывается в обратном порядке и поступает на системы отображения и обработки для принятия решений по технологическому режиму.

### 3) Каналы связи

На протяжении многих лет основным препятствием для практического использования измерений в процессе бурения был канал связи. Он является основным и решающим фактором, так как именно от него зависит конструкция телесистем, компоновка, информативность, надежность, удобство работы, а также условия прохождения сигналов.

Диапазон существующих в настоящее время каналов весьма широк, и представлен гидравлическим, электромагнитным, акустическим, электропроводным и многими другими типами каналов связи (рис.9.17).

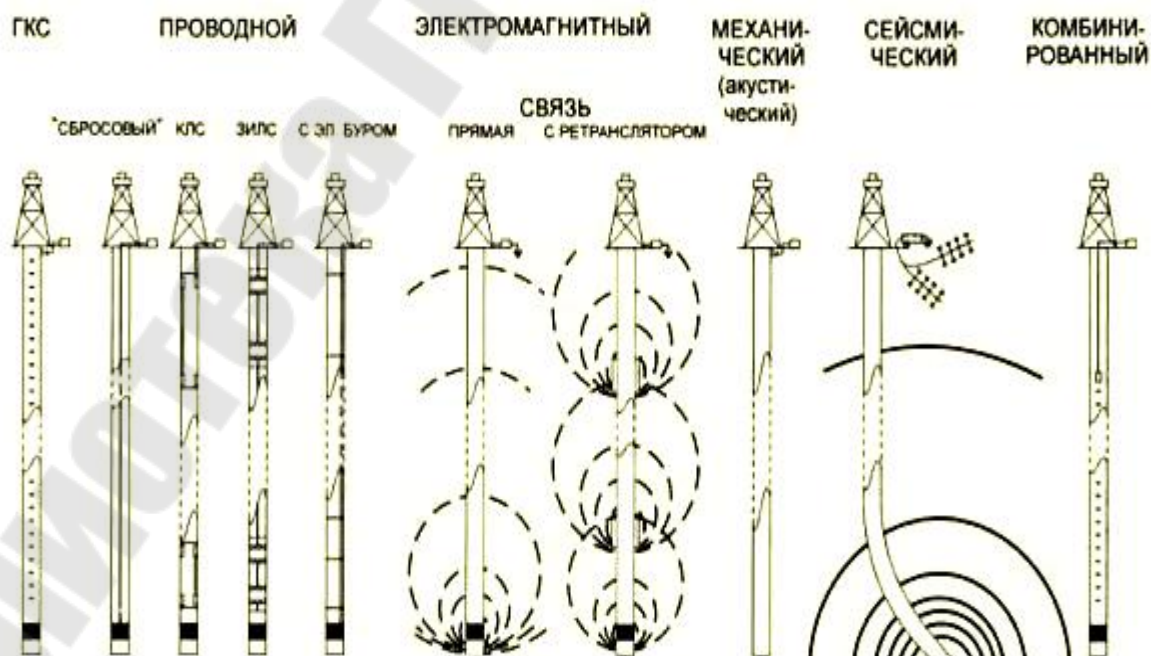


Рис. 9.16. Типы каналов связи телесистем

В результате многолетних исследований и практического использования в реальных условиях бурения широкое применение нашли три канала связи:

- электропроводный;
- гидравлический;
- электромагнитный.

У каждого из этих каналов связи имеются свои преимущества и недостатки. Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения. Остановимся подробнее на преимуществах и недостатках каждого из рассматриваемых каналов связи.

### **Электропроводный канал связи (ЭКС)**

ЭКС в России в силу многих причин нашел значительное, но недостаточное применение. Этот канал обладает преимуществом перед всеми известными каналами связи – это максимально возможная информативность, быстроедействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи; отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика; возможность двусторонней связи; не требует затрат гидравлической энергии; может быть использован при работе с продувкой воздухом и с использованием аэрированной промывочной жидкости. К недостаткам электропроводного канала связи относятся наличие кабеля в бурильной колонне и за ней, что создает трудности при бурении; затраты времени на его прокладку; необходимость защиты кабеля от механических повреждений; невозможность вращения колонны (неактуально при применении токосъемника, устанавливаемого под вертлюгом); невозможность закрытия превентора при нахождении кабеля за колонной бурильных труб; необходимость доставки (продавки) забойного модуля или контактной муфты до места стыковки (посадки) при зенитных углах более  $60^\circ$  с помощью продавочного устройства (имеются варианты проложения кабеля внутри труб через вертлюг).

### **Гидравлический канал связи (ГКС)**

Телесистемы с ГКС отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько различных по типу устройств. Сигнал,

создаваемый ими, подразделяется на три вида: положительный импульс, отрицательный импульс или непрерывная волна (рис.9.17).

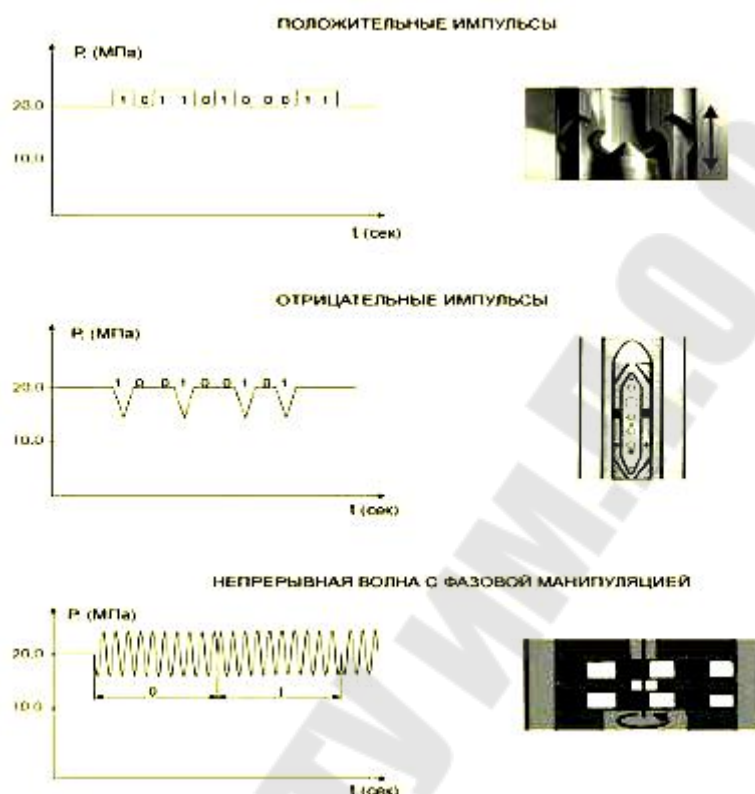


Рис.9.17. Диаграммы гидравлических импульсов при различных способах их формирования

Положительные импульсы генерируются путем создания кратковременного частичного перекрытия нисходящего потока бурового раствора. Отрицательные – путем кратковременных перепусков части жидкости в затрубное пространство через боковой клапан. Гидравлические сигналы, близкие к гармоническим, создаются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора. Гидравлические импульсы со скоростью около 1250 м/с поступают по столбу бурового раствора на поверхность, где закодированная различными способами информация декодируется и отображается в виде, приемлемом для восприятия оператором.

Предпочтение в применении телесистем с ГКС базируется как на относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи, так и на том, что этот канал не нарушает (по сравнению с ЭКС) технологические операции при бурении и не зависит от геологического разреза (по сравнению с ЭМКС).

Недостатки данного канала связи — низкая информативность из-за относительно низкой скорости передачи, низкая помехоустойчивость, последовательность в передаче информации, необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор), отбор гидравлической энергии для работы передатчика и турбогенератора, невозможность работы с продувкой воздухом и азрированными жидкостями.

### Электромагнитный канал связи (ЭМКС)

Системы с ЭМКС используют электромагнитные волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки (рис.9.18).

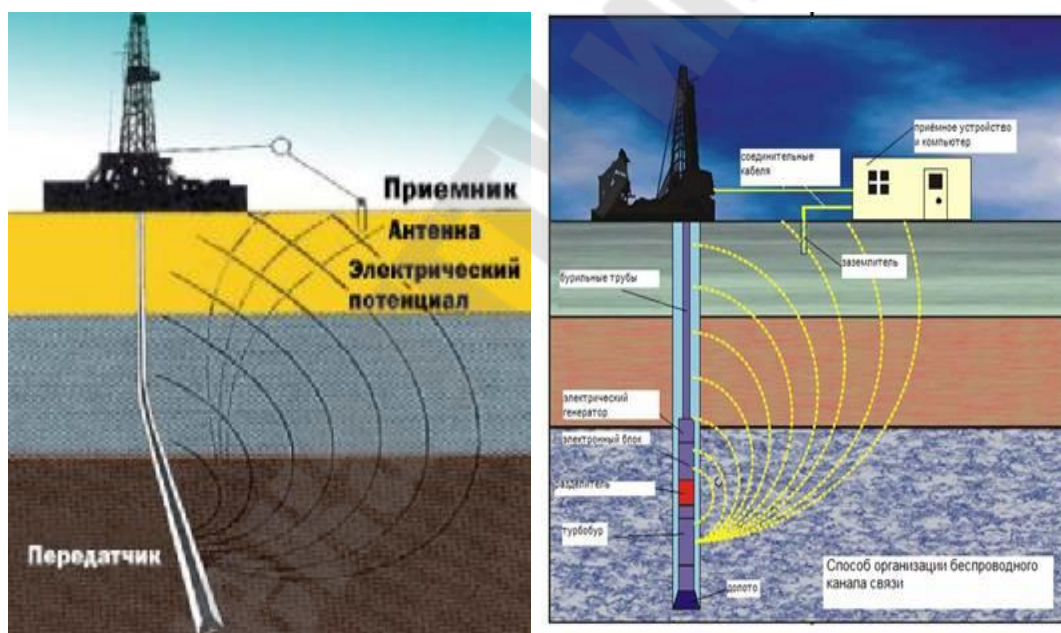


Рис. 9.18 Схемы телесистем с электромагнитным каналом связи

К преимуществам ЭМКС относится несколько более высокая информативность по сравнению с гидравлическим каналом связи. К недостаткам — дальность связи, зависящая от проводимости и перемежаемости горных пород, слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны в труднодоступных местах.

### Комбинированный канал связи

Представляет интерес возможность использования в телесистемах комбинированного канала связи. Суть этого вида связи заключается в использовании нескольких каналов связи одновременно – как вариант, это могут быть гидравлический, электромагнитный, механический и частично электропроводный, например, как ретранслятор. Для реализации этого вида связи в телеметрической системе устанавливаются гидравлический пульсатор и электромагнитный передатчик. Информация принимается на поверхности обычным способом для этих каналов связи. По механическому каналу связи принимается информация по вибрации долота. Электропроводный канал может быть использован для частичного погружения в колонну бурильных труб или за трубами для приема и ретрансляции ослабленных информационных сигналов от телеметрической системы при больших глубинах. Применение комбинированного канала связи позволит частично решить многолетние споры о перспективности дальнейшего использования того или иного канала связи забой – устье.

### **Совершенствование телесистем**

Учитывая недостатки применяемых каналов связи, необходимо их совершенствовать, а также разрабатывать новые каналы, так как разнообразные горно-геологические условия, различные технико-технологические аспекты проводки скважин и экономические факторы предъявляют более высокие требования к информативности процесса бурения.

Одним из важных достижений в области совершенствования телеметрических систем являются модульные системы. Рассчитанные на максимальную эффективность и гибкость, эти системы более дешевы и экономичны по сравнению с любыми другими. Все оборудование такой системы имеет модульную конструкцию с полной совместимостью модулей, что дает возможность приобретать его в любом наборе, в виде отдельных секций или полным комплектом. Использование подобных систем помимо контроля навигационных и технологических параметров позволяет частично проводить комплекс геофизических исследований без остановки процесса бурения (технология logging while drilling (LWD) – геофизические исследования в процессе бурения). В частности, с помощью систем подобного типа можно осуществлять контроль за следующими параметрами:

- естественное гамма-излучение разбуриваемых горных пород;
- кажущееся сопротивление горных пород КС;
- сопротивление поляризации ПС;
- электромагнитный каротаж;
- гамма-гамма каротаж;
- нейтронно-нейтронный каротаж;
- акустический каротаж;
- кавернометрия;
- виброметрия.

### Конструктивные особенности и принцип работы забойных телеметрических систем типа ЗТС



Рис.9.19. Конструкции телесистем типа ЗТС: а) ЗТС с электромагнитным каналом связи; б) ЗТС с гидравлическим каналом связи



Рис. 9.20. Общий состав телесистем типа ЗТС

1) Телесистема ЗТС с **электромагнитным каналом связи** (рис.9.19а) устанавливается над забойным двигателем, состоит из забойной части (прибор электронный, генератор, удлинитель, электрический разделитель) и наземной аппаратуры (антенна, приемное устройство, ПК).

2) Телесистема ЗТС с **гидравлическим каналом связи** (рис.9.19б) включает забойную часть (прибор скважинный, генератор, удлинитель, силовой корпус, пульсатор) и наземную аппаратуру (датчик давления на манифольде, приемное устройство, ПК).

В процессе бурения скважинный прибор производит измерения навигационных и геофизических параметров и передает кодированный электрический сигнал, содержащий полученную информацию в окружающую породу. В случае ЗТС с гидроканалом скважинный прибор производит измерения и с помощью пульсатора формирует импульсы давления, которые распространяются по стволу жидкости в буровом инструменте и принимаются датчиком давления на манифольде.

Сигнал, принятый антенной на поверхности Земли, а в случае гидроканала датчиком давления на манифольде, поступает на приемное устройство, где происходит его усиление, фильтрация и декодирование. Затем информация поступает на компьютер Оператора и сохраняется в памяти в любом удобном для потребителя формате.

Программное обеспечение телесистемы позволяет производить обмен информацией, редактирование, привязку данных измерений к



глубине, визуализацию информации на экране монитора в цифровом и графическом виде.

### **Особенности и преимущества телесистем ЗТС:**

- Унифицированная конструкция позволяет, меняя силовые корпуса, работать во всех диаметрах от 90 до 240 мм.
- Небольшая длина и гибкость конструкции позволяет проводить скважины с большой интенсивностью искривления ствола (до 1°/м) и снизить прихватоопасность КНБК.
- Измерение навигационных и геофизических параметров возможно как в процессе бурения, так и в «статике» без циркуляции бурового раствора.
- Возможно управление форматом измерения и передачи информации с поверхности, без подъема телесистемы из скважины.
- Измерение и запись информации в «память» при подъеме инструмента.
- Телесистемы могут работать при гидростатическом давлении до 100 МПа, температуре окружающей среды до 125 °С, в широком диапазоне расходов бурового раствора.
- Телесистемы могут использоваться при бурении скважин на депрессии с использованием аэрированных буровых растворов, газа, воздуха.
- Возможно использование гидроканала для передачи информации, для чего достаточно провести небольшую доработку пульсатора любой из использующихся в настоящее время телеметрических систем.

### **9.6 Кустовое бурение. Бурение многозабойных и разветвленных скважин**

**Кустовое бурение** – это сооружение наклонно направленных, многозабойных и разветвленных скважин, устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга на общей ограниченной площадке (основании).

Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки месторождения.

Кустовое бурение скважин позволяет значительно сократить строительно-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т.д.

Впервые в б. СССР кустовое бурение было осуществлено под руководством Н. Тимофеева на острове Артема в Азербайджане.

Площадку для кустового бурения, на которой размещается буровая установка и устьевое оборудование, обычно располагают там, где по условиям рельефа местности затраты времени и средств будут минимальными. Кустовое бурение скважин производится различным количеством одновременно действующих буровых установок различной мощности в зависимости от количества скважин и их глубины. В процессе разбуривания куста скважин передвигают с точки на точку только вышки и насосную группу, а вспомогательные службы (площадки под буровой инструмент, склады, котельные и т.д.) размещают стационарно.

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести вынужденную консервацию пробуренных скважин до окончания последней скважины данного куста в целях противопожарной безопасности, увеличение опасности пересечения стволов скважин, трудности (из-за ограниченного пространства) в проведении капитального и подземного ремонтов скважин, а также при ликвидации грифонов в условиях морского бурения.

При бурении скважин кустами с близким расположением устьев наиболее сложным, с точки зрения безопасности ведения работ, является бурение вертикальных участков близко расположенных скважин. Одна из основных особенностей проводки скважин кустами - необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин. Опыт показывает, что с точки зрения возможности пересечения соседних стволов, наиболее опасны верхние вертикальные участки.

Важное значение имеет также установление минимальной разности в глубине точек забуривания стволов скважин в кусте. ВНИИКРнефть считает, что допустимая минимальная разность в глубине точек забуривания стволов соседних скважин должна составлять не менее 50 м, что и рекомендуется в качестве допуска, когда глубина места зарезки не превышает 1000 м.

Контроль за положением ствола наклонной скважины в кусте осуществляется инклинометрами или телеметрическими системами.

Бурят скважины в кусте, начиная с первой, при наличии проекта проводки всех скважин куста.

Количество скважин в кусте в зависимости от условий бурения изменяется от 2 до нескольких десятков (рис.9.21). При этом, помимо сетки разработки, наличия одно- или многопластовых залежей и других факторов, количество скважин в кусте определяется технически возможными отклонениями забоев наклонных и горизонтальных скважин. При разбуривании многопластовых месторождений число скважин в кусте может пропорционально увеличиваться.

В зависимости от выбранного варианта расположения устьев в кусте объем подготовительных, строительно-монтажных и демонтажных работ может изменяться в самых широких пределах.

Кроме того, от выбранного варианта расположения устьев в кусте зависят размеры отчуждаемой территории, что очень важно для обжитых и застроенных районов, а также районов активного земледелия в областях плодородных пахотных земель.

Применение кустового бурения даёт возможность значительно сократить строительно-монтажные работы, уменьшить объём вспомогательных работ, упростить обслуживание эксплуатируемых скважин и сократить объём перевозок и затраты на оборудование промысла, упростить автоматизацию процесса добычи и обслуживания, а также способствует охране окружающей среды.

Условия, вызывающие необходимость применения кустового бурения, подразделяются на:

- **технические** - разбуривание кустовым бурением месторождений, залегающих под застроенными участками;
- **технологические** - скважины объединяют в кусты во избежание нарушения сетки разработки при естественном искривлении;
- **геологические** - разбуривание, например, многопластовой залежи;
- **орографические** - вскрытие кустовым бурением нефтяных и газовых месторождений, залегающих под водоемами, под участками земли с сильно пересеченным рельефом местности, при проводке скважин на продуктивные горизонты с отдельных морских буровых оснований или эстакад.

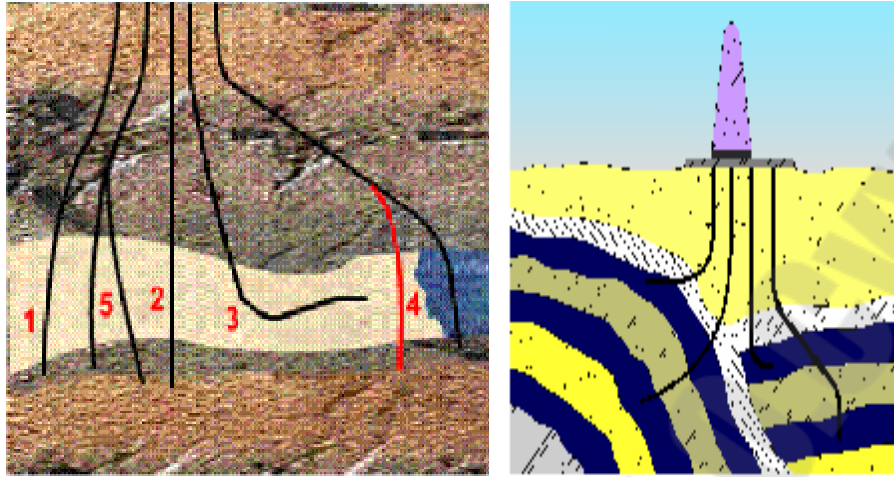


Рис. 9.21. Общие схемы профилей скважин бурящихся с одной кустовой площадки: 1 – наклонно направленная скважина; 2 – вертикальная скважина; 3 – горизонтальная скважина; 4 – зарезка и проводка дополнительного бокового ствола; 5 – многозабойная скважина.

В зависимости от природных и орографических условий сооружаемые кусты скважин подразделяются на:

- **локальные или веерные**, размещаемые вдали от действующих магистралей, дорог и баз технического обслуживания. Такие кусты позволяют собрать на кусте максимальное количество устьев скважин, которые направляют, как правило, во все стороны веером (отсюда и второе название локальных кустов – веерное);
- **линейные**, располагаемые вдоль транспортных магистралей, в один ряд (однорядные линейные) или в два ряда (двухрядные линейные); При сооружении линейных кустов скважин, число скважин в кусте уменьшается по сравнению с одним локальным (веерным) кустом.
- **внутримагистральные**, находящиеся внутри действующих дорог и магистралей. Число скважин в таких кустах невысоко вследствие ограниченного пространства размещения кустового оборудования.

При бурении скважин на кустовой площадке число одновременно действующих буровых установок может быть различным.

К разновидностям кустового бурения с одной буровой установки можно отнести:

- 2-х ствольное последовательное;
- 2-х ствольное параллельное;

- 3-х ствольное бурение.

Опыт кустового бурения показывает, что этот метод дает возможность значительно сократить СМР, уменьшить объем строительства дорог, водоводов, линий электропередачи и связи (инфраструктуры), упростить обслуживание эксплуатируемых скважин и сократить объем перевозок.

Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается в условиях моря и в болотистых местностях.

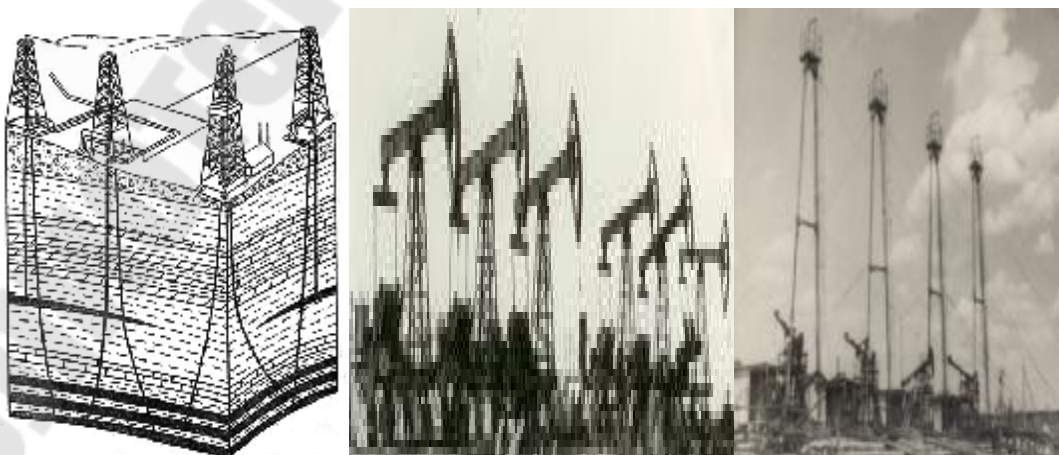
В целом кустовой способ бурения сокращает затраты на обустройство промысла, упрощает автоматизацию процессов добычи и обслуживания, а также способствует охране окружающей среды при освоении нефтяных и газовых месторождений.

Минимальное число скважин в кусте - 2. В основном, на нефтяных промыслах России группируют до 16-24 скважин/куст, но есть отдельные кусты, состоящие из 30 и более скважин. Из зарубежной практики известны случаи, когда число скважин в кусте превышает 60.

Так, в Калифорнийском заливе в США 68 скважин было пробурено с насыпного острова размером 60×60 м. Примеры возможных сооружений кустов скважин представлены на (рис.9.22).

Кусты скважин приблизительно можно представить в виде конуса или пирамиды, вершинами являются кустовые площадки, а основаниями - окружность или многоугольник, размеры которых определяются величиной сетки разработки и возможностью смещения забоев от вертикали при бурении наклонных скважин.

Характер расположения устьев скважин на кустовой площадке играет большую роль и при эксплуатации скважин.



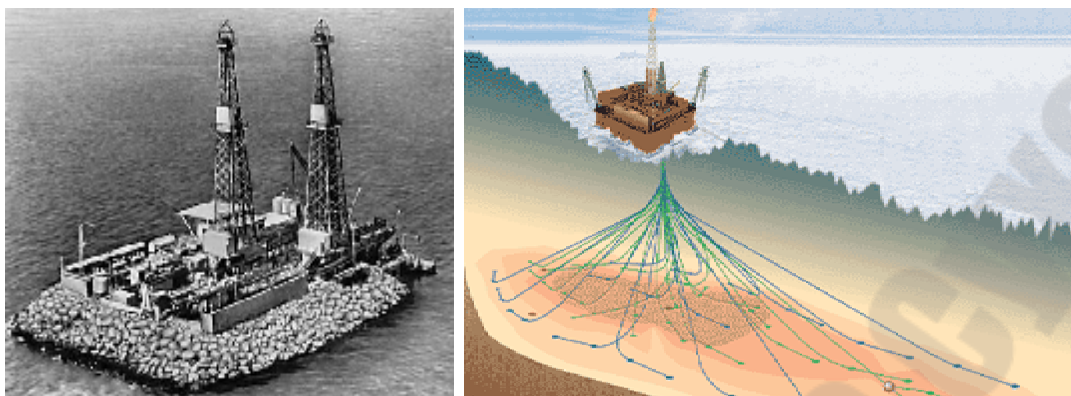
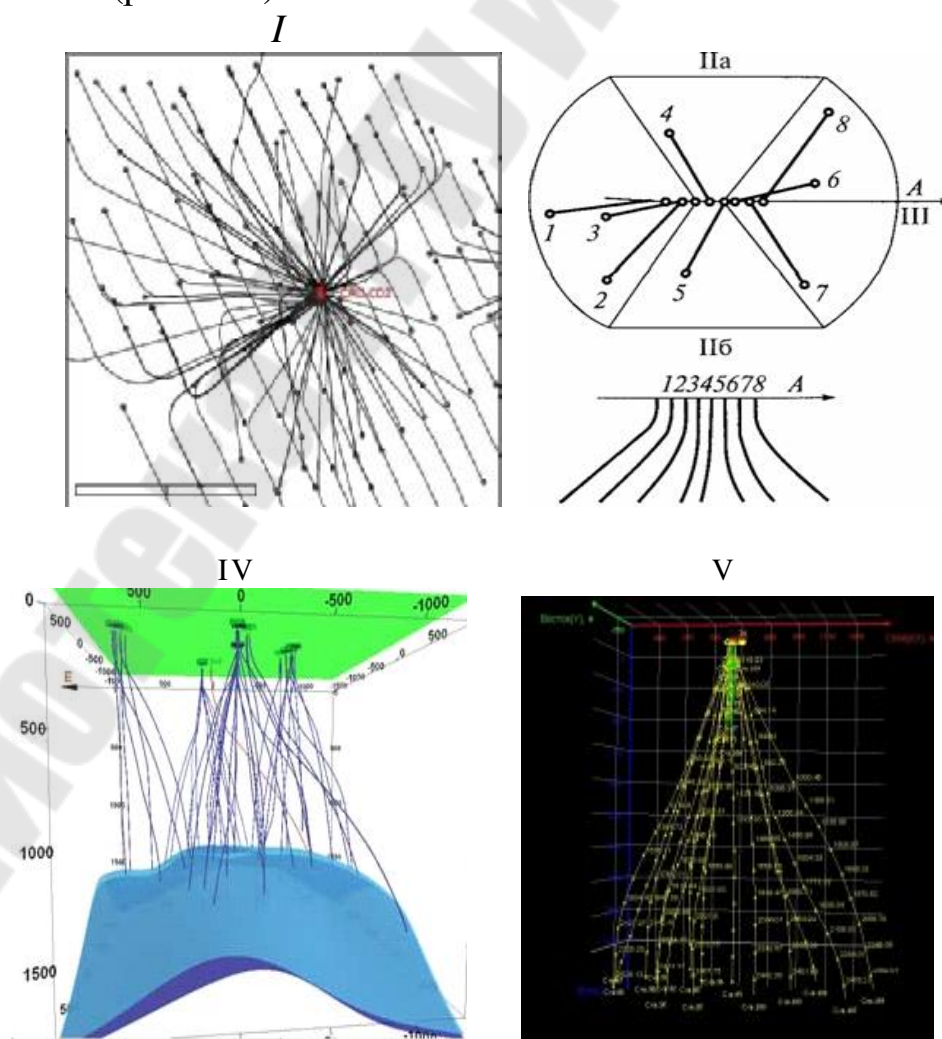


Рис.9.22. Примеры возможных сооружений кустов скважин: а – схема внутриматричного куста скважин с четырьмя буровыми установками; б, в – примеры однорядных линейных кустов скважин; г – куст скважин, сооруженный на насыпном острове на морском мелководье; д – куст скважин с горизонтальным окончанием, сооруженный на морской платформе.

Планы и профили скважин, бурящихся с кустовых площадок представлены на (рис.9.23).



*Рис. 9.23.* Планы и профили скважин, бурящихся с кустовых площадок: I – план локальной кустовой площадки с веерным размещением скважин; II а и II б – соответственно план и профили скважин, размещенных в однорядном линейном кусте; IV – Фрагмент компьютерной модели размещения устьев и забоев скважин во внутримаршрутном кусте скважин, пробуренных с разных буровых установок (вид со стороны продуктивного пласта – голубой цвет – на поверхность устьев скважин – зеленый цвет); V – Фрагмент компьютерной модели профилей скважин, размещенных во внутримаршрутном кусте скважин с одной буровой установки

Как видно из вышеизложенного в составе скважин, бурящихся в одном кусте, кроме наклонных присутствуют горизонтальные, разветвленные и многозабойные скважины.

Если при бурении наклонной скважины главным является достижение заданной области продуктивного пласта и его поперечное пересечение под углом, величина которого, как правило, жестко не устанавливается, то основная цель бурения горизонтальной скважины - пересечение продуктивного пласта в продольном направлении.

При этом протяженность завершающего (горизонтального) участка скважины, расположенного в продуктивном пласте, может превышать 1000м.

Горизонтальное и разветвленное горизонтальное бурение применяются для увеличения нефте- и газоотдачи продуктивных горизонтов при первичном освоении месторождений с плохими коллекторами и при восстановлении малодебитного и бездействующего фонда скважин бурением дополнительных боковых стволов.

### **9.6.1 Многозабойное бурение. Разветвленные и радиальные скважины**

**Многозабойное бурение** – это прогрессивный метод повышения эффективности строительства скважин.

Суть многозабойного бурения состоит в том, что из основного ствола скважины бурят дополнительные боковые стволы (рис.9.24). Эти стволы заменяют те скважины, которые могли быть пробурены с земной поверхности. Таким образом, основной ствол используется многократно, значительно сокращается объем бурения по верхним непродуктивным горизонтам, растет экономическая эффективность, увеличивается полезная протяженность скважин в продуктивном

пласте и соответственно зона дренирования, а также поверхность фильтрации.

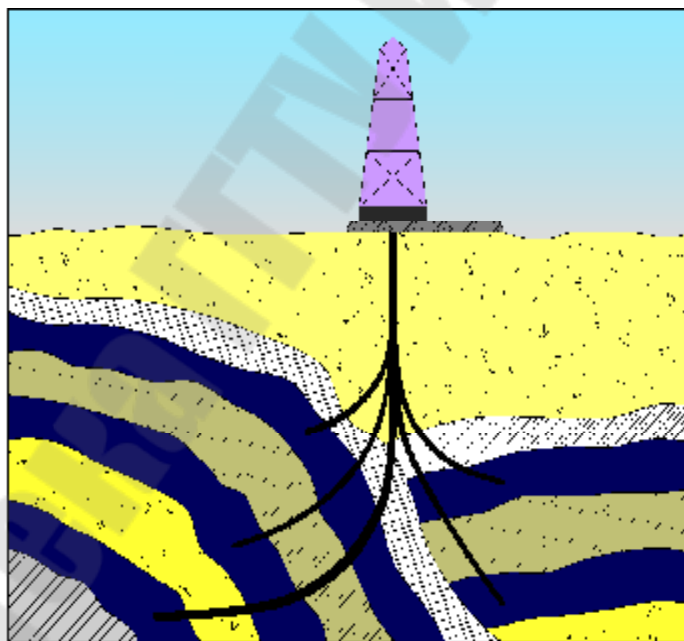
Строительство многозабойных скважин решает задачи:

- эффективная разработка нефтяных месторождений с низкими коллекторскими свойствами продуктивного пласта;
- сокращение числа скважин;
- -добыча высоковязкой нефти с больших глубин;
- - строительство геотермальных станций в районах с невысокими температурами пластов горных пород.

**Наклонно-направленные многозабойные скважины** – это скважины, которые состоят из нескольких стволов, изначально ответвляющихся от одного общего.

Существует несколько видов многозабойных скважин:

- разветвленные наклонно направленные;
- горизонтально разветвленные;
- радиальные.



*Рис.9.24* Многозабойная скважина

Наклонно направленными они называются из-за того, что для бурения дополнительного ствола следует сделать отклонение от первоначального. Если же многозабойная скважина является горизонтально-разветвленной, показатель зенитного угла при бурении доходит до 90 градусов. Бурение многозабойных горизонтально-



разветвленных скважин применяют для повышения эффективности добычи и максимальной разработки пластов месторождений.

**Разветвленные наклонно направленные скважины** представляют собой основной ствол, чаще вертикальный, и дополнительные наклонно направленные стволы.

**Горизонтально разветвленные скважины** это разновидность разветвленных наклонно направленных скважин, у которых в завершающем интервале зенитный угол дополнительного ствола увеличивают до  $90^\circ$  и более.

**Радиальные скважины** (рис.9.25) - имеют горизонтальный основной ствол и дополнительные стволы (ответвления)- в радиальных направлениях.

Эти ответвления совсем не обязательно будут продуктивными. Их функция может быть и в нагнетании достаточного давления для извлечения нефти из пластов. Если нефтяное месторождение находится на мощных доломитовых пластах, характеризующихся вертикальной трещиноватостью, горизонтально-разветвленные скважины позволяют значительно повысить объемы добычи. Наибольшая эффективность достигается при подпоре залежи водой.

### **9.6.2 Особенности конструкции многозабойных скважин**

**Строительство многозабойных скважин** позволяет реализовать все возможности технологий, в рамках которых происходит направленное и горизонтальное бурение. Нефть извлекается из стволов, максимально приближенных к вертикальному направлению, тогда как остальные ветви используются в качестве дренажных каналов – по ним добываемое сырье поступает к главному стволу из отдаленных нефтеносных участков пласта

В процессе разработки месторождения могут оставаться трещины и линзы с высокой продуктивностью – многозабойные горизонтальные скважины могут использоваться для извлечения нефти и на таких участках.

**Многозабойные скважины могут существенно различаться** по форме – бурение ответвлений возможно на любом участке основного ствола, допускаются различные искривления и углы отклонения. При необходимости возможно создание не горизонтально-направленных скважин, а с определенным наклоном к продуктивному пласту.



*Рис.9.25.* Радиальная разветвленная скважина с основным горизонтальным стволом и горизонтальными дополнительными стволами (ответвлениями)

Для бурения многозабойных скважин используется стандартное буровое оборудование. По ряду параметров определяются оптимальные показатели грузоподъемности и мощности такой техники. Учитываются силы сопротивления, возникающие при резком искривлении и в стволах с горизонтальным направлением. Правильное соблюдение данных критериев гарантирует корректную работу обсадной и бурильной колонны.

**Строительство стволов многозабойной скважины (МЗС) должно обеспечивать следующие основные требования к конструкции:**

- свободный проход по стволу скважины к забоям;
- должна быть предусмотрена возможность для интенсивных искривлений в любой части ствола;
- возможность крепления любого интервала скважины с помощью обсадных труб в неустойчивых горных породах-коллекторах;
- возможность выполнения геофизических исследований.

Для выбора разветвления необходимо ориентироваться на толщину, которую имеет продуктивный пласт. Кроме того, значение имеет и литологическая характеристика. Нужно учитывать пласты, которые до начала разработки должны быть изолированы.

**Профиль и другие параметры ствола** (длина, количество ветвей) многозабойной горизонтальной скважины определяют по следующим критериям:

- уровень неоднородности нефтеносного пласта;
- толщина пласта;
- литология;
- устойчивость разреза;
- твердость пород в пласте и ее распределение.

### **9.6.3 Технология многозабойного бурения скважин**

Многие горные породы-коллекторы долгое время считались низкопродуктивными, так как технологии одноствольного бурения не показывали достаточной эффективности – вплоть до полного отсутствия рентабельности. Строительство многозабойных горизонтальных скважин решает эту проблему, причем строительство не только «с нуля», но и на основе уже действующих стволов.

**Использование горизонтальной технологии** позволяет решить следующие задачи:

- Сокращается количество скважин на месторождении, что особенно важно при разработке залежей на шельфе. На суше также сокращается строительство инфраструктуры;
- Увеличиваются объемы добычи, повышается нефтеотдача пласта;
- Скважины обводняются намного медленнее;
- Эффективная работа с пластами с низкой проницаемостью, с линзовидными залежами, с большой вертикальной трещиноватостью;
- Простое и надежное поддержание давления внутри пласта.

Если кривизна многозабойной горизонтальной скважины превышает 190 метров, такой радиус считается большим. Строительство ведется со значительным отклонением от вертикального направления, а протяженность ствола по горизонтали может достигать 1,5 километра.

Радиус кривизны в пределах от 60 до 190 метров считается средним, оптимальная длина ствола здесь составляет от 450 до 900 метров. Малая протяженность ответвления способствует повышению экономичности скважины, так как ствол точно попадает в нужный участок.

**Когда разрабатываемый пласт достаточно большой по**

толщине – от 100 метров и более – строительство многозабойных горизонтальных скважин может вестись в несколько уровней. Данная разновидность технологии часто применяется для пластов, содержащих нефть с высокой вязкостью. Средний уровень ответвлений при этом используется для закачки теплоносителя, а остальные – непосредственно для отбора добываемого сырья.

#### **9.6.4 Строительство многозабойной скважины**

Методы строительства многозабойных скважин могут существенно отличаться в зависимости от конкретного месторождения и его геологических характеристик, но общая технология остается практически неизменной.

##### **Порядок действий при строительстве МЗС следующий:**

- К продуктивному пласту бурится традиционная скважина;
- Уже в самом пласте пробуриваются горизонтальные ответвления, с первоначальным строительством ствола, имеющего максимальный угол отклонения;
- Строительство остальных стволов – последовательное, от нижнего к верхнему.

**Большое количество стволов допускается** только в пластах с высокой устойчивостью пород.

**В неустойчивых горных породах-коллекторах допускается строительство только одного ответвления**, которое будет входить в пласт горизонтально. На участке резки верхнего из ответвлений монтируется обсадная колонна. Приведенная технология строительства многозабойных скважин является наиболее распространенной и надежной, она давно показала свою высокую эффективность. Изменения возможны при нестандартных условиях – например, при разработке пологих пластов.

**Каждая нефтедобывающая компания стремится к максимальной экономической эффективности** при разработке месторождений, и потому базовые технологии строительства многозабойных скважин постоянно совершенствуются. Главное направление разработок на сегодняшний день – технологии, позволяющие возвращать скважины к горизонтам на разных уровнях, чтобы добиться максимального извлечения нефти. По сути, компания разрабатывает новое месторождение, но уже располагает на этом участке всей необходимой инфраструктурой.

## 9.7 Особенности крепления многозабойных скважин

TAML (Technology Advancement of Multilaterals) это группа нефтяных компаний, имеющих опыт строительства скважин с несколькими боковыми стволами, которые разработали систему классификации для скважин с несколькими боковыми стволами, основанную на количестве и типе опоры, обеспечиваемой в местах соединения. Эта классификация упрощает для компаний задачу по сравнению функциональности и оценке соотношения риска и вознаграждения при выборе той или иной схемы оснащения скважины. Установленные группой TAML уровни классификации возрастают по сложности от Уровня 1 (простая необсаженная скважина) до Уровня 6, как показано далее и на (рис.9.26):

### Уровень 1

Необсаженная скважина и боковой ствол. Здесь можно установить незацементированный хвостовик с щелевидными пазами, или перфорированную трубу в боковом стволе или самой скважине (рис.9.26, I).

### Уровень 2.

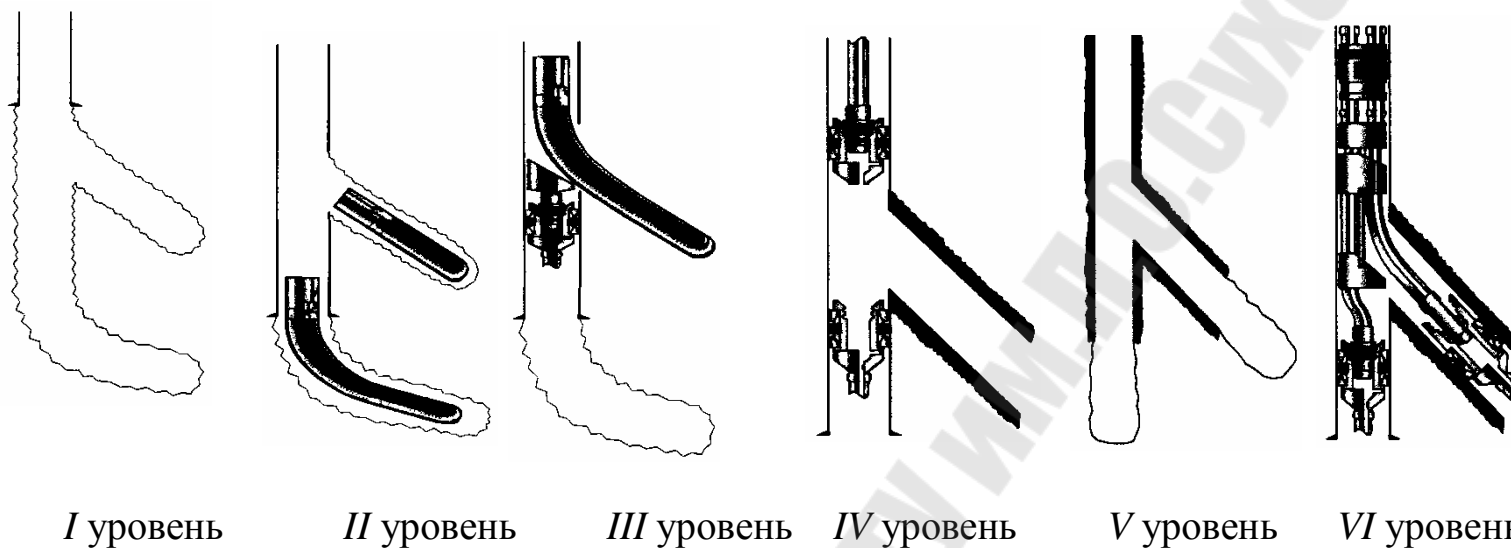
Обсаженная и зацементированная скважина с необсаженным боковым стволом. Здесь можно установить незацементированный хвостовик с щелевидными пазами, или перфорированную трубу в боковом стволе (рис.9.26, II).

### Уровень 3.

Обсаженная и зацементированная скважина с необсаженным боковым стволом. Хвостовик с щелевидными пазами, или перфорированная труба установлены в боковом стволе, а заякоренная закладка — в обсадной колонне основной скважины. Это первый из установленных TAML уровней, который предусматривает механическую опору в месте соединения (рис.9.26, III).

### Уровень 4.

Обсаженная и зацементированная основная скважина и боковой ствол. Боковой ствол здесь зацементирован, обеспечивая механическую поддержку, но цемент не обеспечивает сохранение давления в месте соединения (рис.9.26, IV).



*I* уровень      *II* уровень      *III* уровень      *IV* уровень      *V* уровень      *VI* уровень

*Рис. 9.26.* Уровни сложности МЗС с несколькими боковыми стволами по классификации TAML

### **Уровень 5.**

Обсаженная и зацементированная основная скважина и боковой ствол. Сохранность давления достигается заканчиванием для изоляции места соединения от добываемых или нагнетаемых флюидов (рис. 9.26,V).

### **Уровень 6.**

Механическая целостность и сохранность давления в месте соединения достигаются использованием обсадной колонны для уплотнения места соединения (рис.9.26,VI).

Освоение таких МЗС осуществляется с использованием специального импортного оборудования по рекомендуемым изготовителем технологиям.

## **ТЕМА 10 ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

### **10.1. Технологические факторы, обеспечивающие качественное вскрытие пород-коллекторов продуктивных пластов**

Технология вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства пород продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора (но не во всех случаях).

Кроме ухудшения естественного состояния продуктивного пласта за счет проникновения фильтрата бурового раствора и в некоторых случаях – твердой фазы, на скорость бурения влияет ряд технологических факторов, определяемых свойствами бурового раствора: плотность, вязкость, показатели фильтрации, содержание и состав твердой фазы. Эти показатели могут способствовать увеличению механической скорости проходки (фильтрация) и одновременно снижать проницаемость призабойной зоны или способствовать уменьшению скорости проходки и улучшать состояние призабойной зоны. Вместе с тем основные показатели технологических свойств буровых растворов взаимосвязаны.

В бурении предъявляют повышенные требования к выбору бурового раствора, в первую очередь с позиции предупреждения осложнений и аварий, затем учитывают обеспечение наилучших условий работы породоразрушающего инструмента и, к сожалению,

очень редко уделяют внимание максимальной возможности сохранения естественного состояния продуктивного объекта.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) непосредственно около стенки скважины. Проницаемость этой зоны ухудшается практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

- состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);
- противодействия на пласт от столба бурового раствора;
- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;
- состава цементного раствора;
- глубины и плотности перфорации обсадной колонны;
- длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;
- способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям.

Фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород.

Гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой кольматации содержание частиц, диаметр которых больше на 30 % размера поровых каналов или трещин, должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента.

Поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным; водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими



реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта. Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спуско-подъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на разных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть – газ – порода – остаточная вода – фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью

для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина – пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины изменяется в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это явление в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) – фильтрат.

Качество вскрытия продуктивных пластов необходимо повышать следующими путями:

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

- выбором технологических режимов вскрытия и промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых

неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

- обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;
- иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессии, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать без заметных остаточных явлений последствия проникновения фильтрата в призабойную зону.

Твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникающего раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Выбор способа вскрытия продуктивного пласта зависит от величины пластового давления, устойчивости пород продуктивного пласта, насыщенности пласта углеводородами, проницаемости пласта и ряда 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 (ЕТП) ведения работ при бурении на нефть, газ или газоконденсат скважин 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.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, различающихся основными признаками и условиями насыщения.

### **Характеристики пластов-коллекторов**

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) – коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близко расположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) – коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; около кровли пласта имеются газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) – коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с разными пластовыми давлениями;

4) – коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости  $k$  (в  $\text{мкм}^2$ ) для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

1)  $>1,0$ ;

- 2) 0,5–1,0;
- 3) 0,1–0,5;
- 4) 0,05–0,1;
- 5) 0,01–0,05;
- 6) 0,001–0,01.

Неоднородным считается пласт, который расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с разными пластовыми давлениями.

Прочными коллекторами называют такие, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах.

В зависимости от градиента пластовых давлений коллекторы можно подразделить на три группы:

- 1) – с  $\text{grad } p_{\text{пл}}$ , превышающим 0,1;
- 2) – с  $\text{grad } p_{\text{пл}}$ , равным 0,1;
- 3) – с  $\text{grad } p_{\text{пл}}$ , меньшим 0,1 МПа/10 м.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой  $k_{\text{п}}$  или трещинной  $k_{\text{т}}$  проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм<sup>2</sup>.

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты подразделяют по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10–0,25, 0,25–0,50 и 0,50–1,0 мм.

В промысловой практике имеется немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтеносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объекта. Применение в этих условиях облегченных тампонажных растворов плотностью 1500–1540 кг/м<sup>3</sup> с пониженной фильтратоотдачей (добавки фильтроперлита 5 %) позволило при освоении обеспечить

увеличение дебита в 3 раза по сравнению с дебитом скважин, цементированных по старой технологии.

Тампонажные растворы, применяемые для цементирования продуктивных пластов, представляют собой сложные физико-химические системы, которые несовместимы с буровыми растворами, предшествующими их применению. Взаимодействие компонентов тампонажного раствора с остатками бурового в трещинах, порах пласта, как правило, приводит к увеличению закупоривающего эффекта и усложнению задачи восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

Отечественная и зарубежная практика показала, что основные способы, направленные на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн для свойств продуктивных объектов, следующие:

- снижение репрессии на пласт,
- уменьшение фильтратоотдачи тампонажного раствора;
- достижение наибольшего физико-химического соответствия между фильтратом тампонажного раствора и компонентами коллектора, а также между составом пород пласта и пластовых флюидов.

В США большое внимание уделяют сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Буровые растворы специально приготавливают для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

С учетом этого специальные буровые растворы подразделяют на две большие группы.

1) Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия их свойств требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие доведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2) Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу; компоненты таких жидкостей растворимы в нефти, кислоте, воде либо способны биологически разлагаться (любое

загрязнение в результате их применения может быть устранено). Сюда можно отнести рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Углеводородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин, они обеспечивают их максимальную естественную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсионной среды используется нефть и которые в качестве дисперсной фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа: собственно растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводят модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к начальной скорости фильтрации.

В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используют материалы с коллоидными системами (окисленный на воздухе битум).

Широкие возможности для применения в области заканчивания скважин имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовят на основе нефти, а ее стабилизация достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Их применяют при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводят кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением широко используют пены.

Методы вскрытия продуктивных отложений для эффективного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований:

- формировать в проницаемых стенках ствола гидроизолирующий слой, фильтрационные и прочностные

характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

- обеспечивать долговременную изоляцию непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплению;
- создавать условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

На основании изложенного можно обосновывать следующие показатели для сравнительной оценки качества вскрытия продуктивных отложений:

1) коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

2) градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

3) максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

4) сравнительные геолого-физические характеристики и параметры пластов продуктивных отложений (толщина пластов и гидроизолирующих перемычек, пластовые давления и температура, удельный дебит, коэффициенты продуктивности и гидропроводности, ПЗП, скин-фактор, обводненность продукции);

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

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



## **10.2 Способы исследования продуктивных пластов при бурении скважин**

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза проводят специальные исследования, объемы и методы которых зависят от целевого назначения скважины. Эти исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазоносности отдельных интервалов и предварительную оценку их промышленной значимости, получение достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождений, определение эксплуатационных характеристик пласта.

Для оценки продуктивности разреза скважины производят бурение с отбором керна, а также применяют косвенные и прямые методы исследований в скважине.

При строительстве разведочных скважин в процессе бурения отбирают керн – цилиндрические образцы пород, залегающих на различной глубине в перспективных частях геологического разреза с целью его исследования и возможного обнаружения залежей углеводородов.

Отбор и исследование поднятого из скважины керна относится к косвенным методам исследований в скважине и занимает значительное место в общем объеме проводимых исследований.

Исследование керна позволяет установить его нефтегазоносность и определить емкостные и фильтрационные свойства пород, слагающих нефтегазовую залежь. Кроме того, исследование керна позволяет уточнить литологический состав горных пород и характер залегания пластов разрабатываемого месторождения.

Наиболее полная информация об исследуемых и о выявленных продуктивных пластах может быть получена только при использовании прямых методов исследования, основанных на вызове притока из пласта.

В задачу исследования прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств, установления соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта,

вскрытого скважиной.

В группе прямых методов исследований выделяют **стационарные и экспресс-методы.**

**Стационарные методы предполагают, что исследование проводят на установившемся режиме фильтрации.** Например, метод пробной эксплуатации предусматривает наблюдения в течение длительного времени (до 1 месяца и более), при использовании метода установившихся отборов наблюдение и измерения проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока, позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины.

**Исследования по экспресс-методу обеспечивают контроль за восстановлением давления в ограниченном объеме,** сообщаемом с продуктивным пластом после вызова притока из него и требуют значительно меньше времени.

Иногда для малодебитных скважин применяют **экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению предварительно сниженного уровня жидкости в скважине.**

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации **исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование.**

1) **Задача опробования – вызвать приток флюида из пласта, отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит скважины.**

2) **При проведении испытаний практикуют два метода испытания скважин: «снизу вверх» и «сверху вниз».**

а) **При использовании метода «снизу вверх»** скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной и цементной оболочкой за ней. Испытания начинают с нижнего объекта, для чего обсадную колонну против этого пласта перфорируют, осуществляют вызов притока, отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения. После завершения испытания нижнего объекта устанавливают цементный мост или резиновый тампон выше перфорированного участка, рассчитанный на перепад давления до 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну напротив выше расположенного объекта, испытывают его и переходят к следующему объекту, перемещаясь вверх. Отсюда и название метода испытаний **«снизу вверх».**

Этот метод продолжают применять в настоящее время, хотя он имеет существенные недостатки: загрязняются в открытом стволе пройденные при добурировании скважины пласты; возможны искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимо спускать и цементировать обсадную колонну для разобщения опробуемых объектов.

**б) Метод испытаний «сверху вниз»** появился для устранения недостатков метода испытаний «снизу-вверх».

При этом для реализации нового метода испытаний «сверху-вниз» были созданы специальные измерительные инструменты, которые позволяют опробовать и испытать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после его вскрытия.

Эти различные **глубинные инструменты** по конструктивному исполнению, особенностям применения и назначению **можно условно разделить на три типа:**

- 1) пластоиспытатели**, спускаемые в скважину на колонне труб;
- 2) аппараты**, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия бурением намеченного объекта;
- 3) аппараты**, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом пласте получают с помощью пластоиспытателя на колонне труб.

**Аппараты второго и третьего типов** позволяют выполнить лишь опробование пласта, поэтому их обычно **называют опробователями.**

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости.

Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

В исследовании скважин, кроме прямых методов, осуществляемых вызовом притока нефти или газа из продуктивного пласта, применяются и косвенные методы, косвенно указывающие на возможность присутствия нефти или газа в исследуемом интервале, к которым относятся оперативный геологический контроль (отбор керн и контроль выходящего из скважины шлама, т.е. частиц выбуренной породы) и геофизические методы исследований в скважине.

Геофизические исследования (каротаж) дают возможность уточнить по всей глубине скважины ее геологический разрез: литологический состав пород и интервалы их однородности, мощность пластов, интервалы залегания нефтяных, газовых и водяных горизонтов, а также пористость и проницаемость пород, границы ВНК и ГНК, температурное поле разреза.

В настоящее время известно более 40 видов каротажа. Основные из них: электрические, радиоактивные, термические, акустические, индукционные, геотермические методы.

1) Электрические методы основаны на измерении характеристик электрического поля в стволе скважины. Специальным глубинным прибором, опускаемым в скважину на многожильном каротажном кабеле, измеряют и регистрируют на ленте удельное электрическое сопротивление горных пород разреза (кривая КС) и изменение естественных электрических потенциалов (кривая ПС).

Против таких пород, как известняки и насыщенные нефтью песчаники, регистрируется значительное кажущееся электрическое сопротивление, а против глин и водоносных песчаников - существенно меньшее.

Вследствие гидродинамической связи бурящейся скважины с проходимыми горными породами между ними происходят незначительные перетоки разнородных жидкостей (пластового флюида и промывочного агента), вследствие чего возникает электродвижущая сила (ЭДС) – подобно ЭДС внутри аккумулятора с электролитом.

В более проницаемых породах жидкость перемещается быстрее, и создается большая разность естественных потенциалов. Так, против хорошо проницаемых песков и песчаников возникает аномалия естественной разности потенциалов по сравнению с плохо проницаемыми глинами и известняками.

Специалисты, изучая и сопоставляя кривые КС и ПС, выделяют в разрезе породы различных типов: пески, песчаники, глины, известняки. По очень большим аномалиям КС определяют интервалы залегания нефтегазовых горизонтов (нефть и газ являются диэлектриками).

2) Радиактивные методы являются весьма информативными методами промысловых геофизических исследований, а именно: гамма-метод (ГМ), гамма-гамма-метод (ГГМ), нейтронный гамма-метод (НГМ) и др.

С помощью этих методов исследуют естественную и наведенную радиацию горных пород разреза скважины. А так как разные по литологическому составу и типу горные породы имеют различную радиоактивность, то по зарегистрированной амплитуде этих характеристик специалисты уверенно дифференцируют разрез скважины.

3) С помощью термометрического каротажного зонда (электротермометра) измеряют температуру в стволе скважины и результаты измерений используют при расчете обсадных колонн, подборе рецептур цементного раствора, оборудовании устья скважины.

Помимо этого, зарегистрированная термограмма показывает более низкую температуру против проницаемых пластов, куда проникал промывочный агент и охлаждал пласт, а также против газонасыщенных пород за счет адиабатного расширения газа вблизи скважины.

4) Акустический каротаж - сравнительно новый метод в промыслово-геофизических исследованиях. В его основе лежит регистрация упругих колебаний, возбуждаемых в скважине на различной глубине. Скорость распространения колебаний в породах в радиальном направлении, особенность их затухания позволяют оценить пористость пород.

5) Этот метод обычно используют в комплексе с индукционным каротажом, который позволяет выделить среди пористых пород нефтеносные коллекторы.

6) Простым, но информативным методом являются каверно- и профилометрия. Особым прибором (каверномером) измеряют и регистрируют изменение диаметра ствола скважины по глубине.

Чем устойчивее порода, тем ближе диаметр ствола к номинальному (диаметру долота). В рыхлых породах (глинах, песках и т.д.) стенки скважины размываются промывочным агентом и разрушаются бурильной колонной, в результате возникают значительные уширения ствола - каверны, что четко регистрируется на кавернограмме в виде аномалий кривой.

Данные кавернометрии используют также при расчете цементирования скважины, так как они позволяют уточнить необходимые объемы цементного раствора.

Все виды геофизических исследований используются в комплексе.

Современная каротажная станция для глубинных геофизических исследований массой около 20 т монтируется на автомобилях. Она оснащена 7-жильным бронированным кабелем наружным диаметром 12 мм, рассчитанным на разрывное усилие до 8 тс (масса 1000 м кабеля равна 1 т). Кабель имеет термостойкую изоляцию, выдерживающую температуру до 300 °С.

Для обработки и интерпретации результатов геофизических исследований в настоящее время широко используют компьютеры.

7) В последние годы, в связи со значительным увеличением объемов бурения горизонтальных скважин, стали широко использовать скважинный автономный прибор электрического каротажа, который записывает данные на собственную магнитную ленту.

Автономный прибор, перед подъемом бурильной колонны из скважины, проталкивают промывочным агентом через полость бурильной колонны к долоту. Его нижняя часть - гибкий зонд - проходит через отверстие долота и в процессе подъема бурильной колонны из скважины дает сигналы на магнитную ленту об электрических свойствах горных пород по глубине.

Совместный анализ каротажных диаграмм, записанных в одном масштабе глубин, позволяет специалистам однозначно определить не только литологические характеристики разреза скважины и дать рекомендации для выполнения последующих технологических операций, но и точно установить глубины залегания и мощность нефтегазоносных горизонтов, подлежащих испытанию для целей промышленного использования.

### **Опробование пластов и испытание скважин в процессе бурения**

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого над долотом устанавливается специальное пакерующее устройство, которое при промывке скважины не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис. 10.1, этап I).

После спуска опробователя в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия

кольцевого зазора; происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола (рис. 10.1, этап II).

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в опробователе и давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину (рис. 10.1, этап III) и попадает в опробователь. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления.

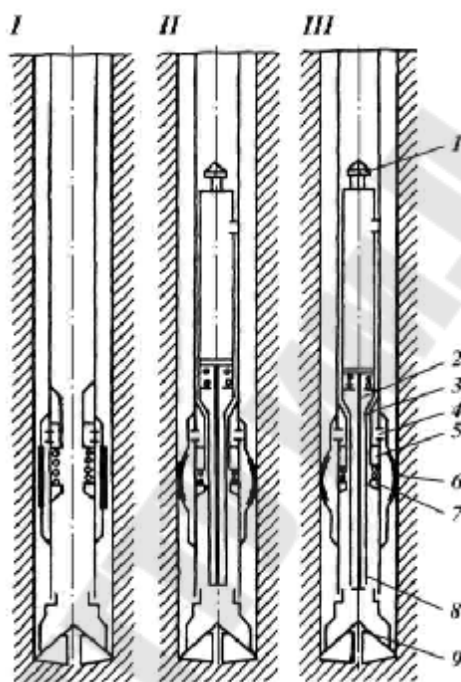


Рис.10.1. Этапы (I-III) работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны: 1 – шлипсовая головка; 2 –грунтоножка; 3 – седло запорного устройства; 4 – впускное окно; 5 – отсекагель; 6 – пакерующее устройство; 7 – нижнее седло опробователя; 8 – впускной клапан; 9 – долото

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают, в результате чего закрывается клапан в опробователе и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

Опробователь захватывают овершотом и поднимают с помощью каната на поверхность. Иногда его извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

Опробователь, спускаемый на каротажном кабеле, применяют тогда, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для оценки изменения проницаемости пласта по мощности, для определения положения границы пластовой воды и нефти и т.п.

После подъема бурильной колонны опробователь спускают в скважину на заданную глубину (рис.10.2, этап I). С поверхности по кабелю электрическим импульсом подают команду на выдвижение упорного башмака. Он прижимает к ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (рис. 10.2, этап II).

Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Гидравлическая система опробователя в конце исследования закрывает входной клапан емкости. В результате отобранная проба запирается, избыточное давление под прижимной лапой снижается, и под действием пружины она возвращается в транспортное положение (рис. 10.2, этап III).

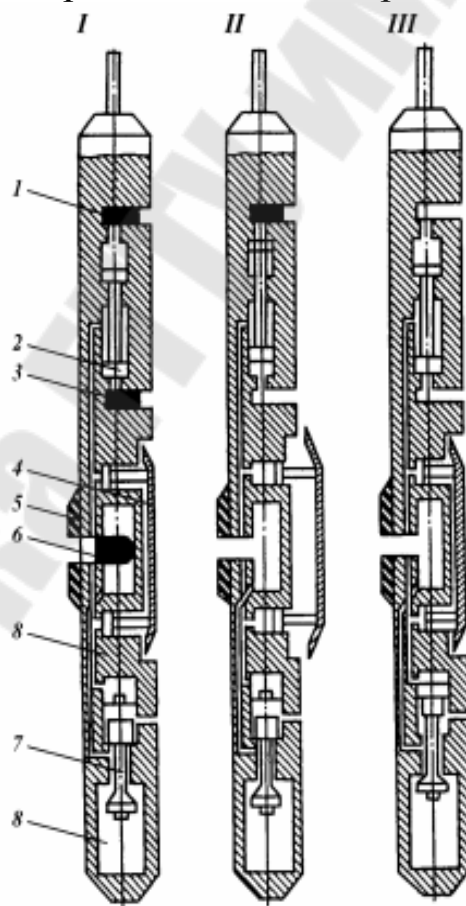


Рис.10.2.Этапы (I–III) работы опробователя на кабеле: 1 – верхний заряд и заглушка; 2 –дифференциальный возвратный поршень; 3 – нижний заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – накладка герметизирующая; 6 – кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон



### **Испытатели пластов**

Из экспресс-методов, применяемых при исследованиях в скважине, наиболее распространен способ с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб.

Его применяют для испытания объектов сразу после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку незагрязненного буровым раствором пласта.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при испытании пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Современный пластоиспытатель включает инструменты, аппараты и приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при испытании пласта и проведении измерений. Такой испытатель называют **комплексом испытательных инструментов (КИИ)**. Применяющиеся в настоящее время комплекты пластоиспытателей разработаны совместно Грозненским и Уфимским нефтяными научно-исследовательскими институтами и носят название КИИ – ГрозУфНИИ. В состав пластоиспытателя входят следующие основные узлы (рис.10.3): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан (ЗПК), гидравлический испытатель пластов.

Гидравлический испытатель пластов – главное звено пластоиспытателя – оснащен уравнильным и приемным клапанами. Уравнильный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуски жидкости при спуске и подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнильного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60–120 кН).

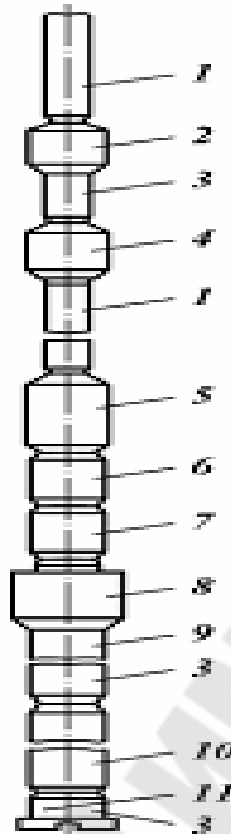


Рис. 10.3. Схема пластоиспытателя: 1 – бурильные трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 – глубинные манометры; 4 – запорный поворотный клапан; 5 – гидравлический испытатель пластов; 6 – ясс; 7 – безопасный переводник; 8 – пакер; 9 – фильтр; 10 – хвостовик; 11 – опорный башмак (пята)

По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается. Запорный поворотный клапан закрывается путем вращения бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия регистрируется процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан, установленный над запорным поворотным клапаном, служит для возобновления циркуляции бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы давление внутри бурильной колонны на 7–10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входят также несколько глубинных манометров, которые помещают в приборном патрубке и устанавливают в других местах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет

контролировать достоверность полученной информации об изменении давления и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах.

Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсного типа. Поршневые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. Вместе с манометром иногда применяют регистрирующий термометр.

Пластоиспытателями управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изолирует интервал ствола скважины напротив исследуемого объекта от остальной его части, вызывает приток пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбирает пробы пластового флюида для исследования, регистрирует восстановление давления в подпакерной зоне.

Изменения давления регистрируются автоматически в течение всего периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ – ГрозУфНИИ работает следующим образом.

Под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб пакерующее устройство изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис.10.4, этап I).

По истечении определенного времени срабатывает гидравлическое реле, и закрывается уравнивательный клапан (рис. 10.4, этап II), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 10.4, этап III), через который подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, частично заполненных жидкостью. Давление под пакером резко уменьшается до значения гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый пласт действует депрессия, приводящая к притоку пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну, и даже пластового флюида. Вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают кривую восстановления

давления. На конечном этапе дают натяжение инструмента, под воздействием которого закрывается приемный клапан ИПГ, и некоторое время спустя открывается уравнительный клапан, восстанавливающий гидравлическую связь подпакерной зоны с надпакерной. Давление в этих зонах выравнивается, и под влиянием натяжения пакер восстанавливает свою форму. В некоторых случаях для его освобождения приходится использовать ясс. В случае прихвата пакера или компоновки фильтра пластоиспытатель развинчивают по безопасному переводнику.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

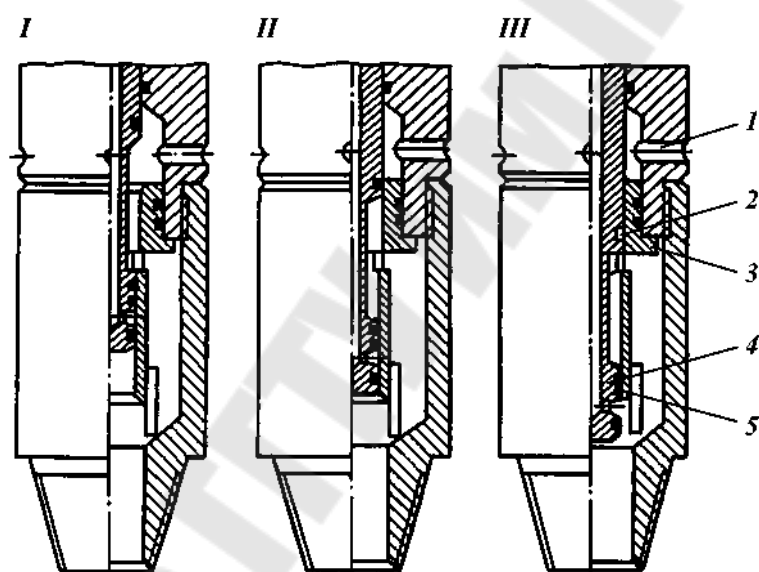


Рис.10.4 Этапы (I–III) работы клапанов ИПГ: 1 – уравнительные каналы; 2 – уплотнитель уравнительного клапана; 3, 5 – гильзы соответственно уравнительного и приемного клапанов; 4 – приемный клапан

Пластоиспытатели КИИ – ГрозУфНИИ имеют недостатки: они одно-циклового действия, и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; некоторые узлы недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не более 40 МПа.

Для повышения достоверности испытания целесообразно проведение повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ.

Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов

испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоциклового испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевКавНИПИнефти (рис. 10.5).

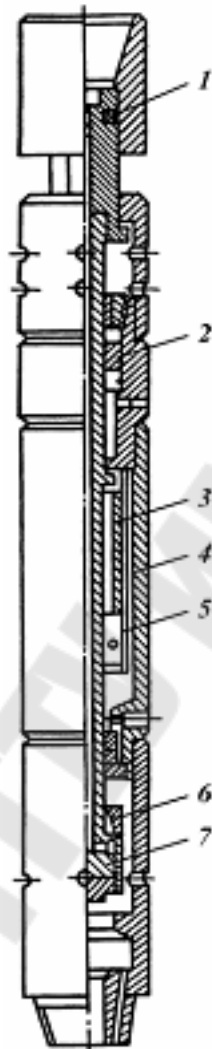


Рис.10.5. Многоциклового испытатель пластов ИПМ-2: 1 – сменный штуцер; 2 – подвижное уплотнение; 3 – тормозной поршень; 4 – калибровочный канал; 5, 6 – промежуточная и запорная гильзы; 7 – приемный клапан

Благодаря действию на запорную гильзу избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении, появляется возможность многократного открытия и закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в результате чего создается депрессия на пласт и происходит вызов притока (нижнее положение штока). При подъеме штока до вхождения приемного

клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости в бурильную колонну прекращается, и давление в подпакерной зоне восстанавливается.

Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана, над ИПМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет «выбран» свободный ход в раздвижном механизме.

Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. В конструкции пластоиспытателя МИГ остаются еще некоторые недостатки. Так, отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) довольно сложные, многие узлы после каждого спуска в скважину необходимо подвергать разборке и обязательной ревизии.

Многоциклового испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликского типа МГИ-1, яссм закрытого типа, для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, а также безопасным переводником.

## **ТЕМА 11 ТЕХНОЛОГИЯ ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ 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 объем геологической информации, полученный при перебурировании поисковых и разведочных скважин.

### **11.1 Общие положения и требования при строительстве боковых стволов**

Строительство боковых стволов из обсаженных обсадными колоннами обводненных, малодебитных 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 резки 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.

Определение технической возможности бурения бокового ствола производится проектным институтом совместно с предприятием-подрядчиком. При этом оцениваются:

- предполагаемые затраты на строительство бокового ствола;
- добывные возможности из бокового ствола (дебит);
- срок эксплуатации бокового ствола;
- срок окупаемости восстанавливаемой скважины.

На основе рассчитанных показателей определяется экономическая целесообразность восстановления каждой конкретной скважины.

Предприятием-подрядчиком производится проверка технического состояния обсадной колонны, включающая следующие работы:

- определение герметичности обсадной колонны методом опрессовки. Величина давления опрессовки определяется разработчиком проекта в соответствии с СТП 09100.1715.037-2006 «Крепление нефтяных скважин».
- обследование проходимости обсадной колонны путем спуска шаблона.

Предприятие-подрядчик представляет институту БелНИПИнефть акт технического обследования обсадной колонны до начала работ по бурению бокового ствола.

На основании промысловой информации по выбранной скважине и по результатам обследования технического состояния обсадной колонны отделами проектирования строительства скважин и строительства скважин БелНИПИнефть совместно с предприятием-подрядчиком определяется интервал забурирования бокового ствола.

На основании технико-экономических изысканий решение о разработке рабочего проекта на бурение бокового ствола принимается на технико-экономическом совете РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

Разработку рабочих проектов осуществляет проектный институт.

Строительство боковых стволов может осуществляться, в зависимости от конструкции и проектной глубины скважины, с помощью стационарной буровой установки или передвижных установок первого параметрического ряда.

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) забурирование 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.

## **11.2 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° и направление бокового ствола относительно существующего изменяется до 120°.

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

- в интервале забурирования бокового ствола имеется одинарная крепь;
- зенитный угол в интервале забурирования менее 20° и направление бокового ствола относительно существующего изменяется до 180° (с переходом траектории через 0° 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:

$$l_0 = l_k + (3 \div 4\text{м}) \quad (11.1)$$

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.

Интервал установки и другие основные данные по спуску и креплению отклонителя указываются в проектно-сметной документации и в плане работ на конкретной скважине.

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 (БТ $\varnothing$ 73 мм шаблоном  $\varnothing$ 47 мм, БТ $\varnothing$ 89 мм шаблоном  $\varnothing$ 60 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 проведение обратной промывки ствола до выхода раствора с установленными параметрами на устье.

Схема вырезания щелевого окна в обсадной колонне с использованием клинового отклонителя и набора фрезеров приведена на (рис.11.1).

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 типа ГУОБИ, 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 и занести их в технологический журнал.

Произвести докрепление всех резьбовых соединений компоновки фрезеров с помощью гидравлических и машинных ключей и приступить к спуску КНБК.

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 («головы»)цементного моста. В процессе спуска следует избегать резких остановок, соблюдать осторожность при вхождении в места стыковки составных колонн разного диаметра, не прикладывать вращающего момента во избежание срезки транспортного 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 (вахтовом) журнале:

- вес инструмента по индикатору веса при подъеме и спуске при свободном вращении;
- величину момента вращения по роторному моментомеру;
- давление на насосах;
- производительность насосов во время промывки.

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 1%.

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

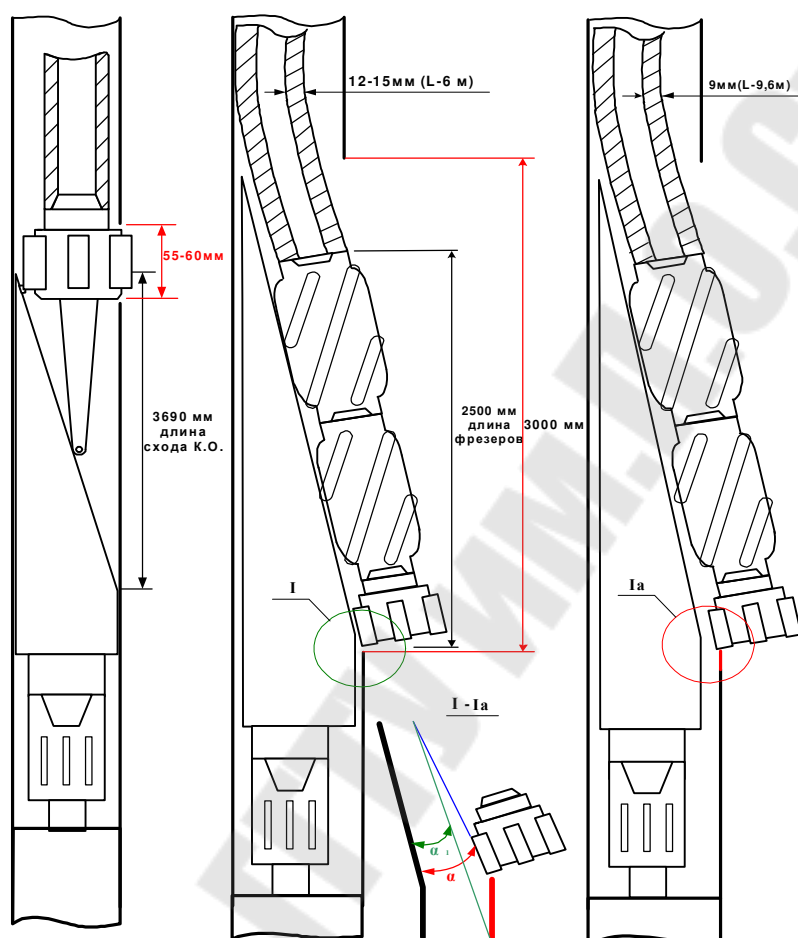


Рис.11.1. Схема вырезки окна в обсадной колонне при использовании клина-отклонителя с набором фрезеров

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 м<sup>3</sup> пасты с условной вязкостью  $T = 180 - 200$  с.

В случае снижения скорости резания произвести промывку скважины с закачкой высоковязкой пасты в объеме 3 – 4 м<sup>3</sup>, после чего поднять инструмент для определения степени износа вырезающего инструмента (фрезеров).

При износе фрезеров выше допустимого предела– 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 окончании 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».

### **Технология вырезания части обсадной колонны**

Сплошное удаление обсадной колонны в выбранном интервале производится вырезающими устройствами. Техническая характеристика вырезающих устройств различных фирм-

изготовителей различны. Схема расположения основных деталей и узлов вырезающего устройства УВУ-168 приведена на (рис.11.2).

Интервал вырезания участка обсадной колонны уточняется в зависимости от ее технического состояния и местонахождения муфтовых соединений.

Необходимая длина вырезаемого участка обсадной колонны определяется по формуле:

$$L = K \cdot (l_1 + R \cdot \sin \theta) + \frac{D_3}{2 \cdot \sin \theta}, \quad (11.2)$$

где  $L$  – длина вырезаемого участка, м;  $l_1$  – расстояние от торца долота до искривленного переводника отклонителя, м;  $R$  – радиус искривления ствола скважины, м;  $K$  – коэффициент, учитывающий возможное увеличение интервала забуривания,  $K = 1,1$ .

$$\theta = \arccos \left[ 1 - \frac{D_d}{2R} \right] \quad (11.3)$$

где  $\theta$  – угол выхода долота из скважины, градус;  $D_d$  – диаметр долота, м.

Перед спуском в скважину проверяется надежность раскрытия и закрытия резцов ВУ путем прокачивания через него воды или бурового раствора с расходом  $0,01 \div 0,012$  м<sup>3</sup>/с, при этом перепад давления на устройстве должен быть в пределах паспортных данных на устройство. При прокачивании воды или бурового раствора резцы должны выдвигаться из корпуса, а после прекращения циркуляции полностью без заедания «утапливаться» в корпус.

В зависимости от диаметра обсадной колонны выбирается бурильный инструмент диаметром 73 мм, 89 мм или 101,6 мм и утяжеленные бурильные трубы диаметром 89 мм, 108 мм или 127 мм длиной, определяемой из условия обеспечения требуемой осевой нагрузки на долото.

В состав инструмента при необходимости рекомендуется включать ударные механизмы - ясы.

После спуска вырезающего устройства на проектную глубину, ниже муфтового соединения обсадных труб не менее чем на 0,5 м, приступают к прорезанию стенок обсадной колонны.

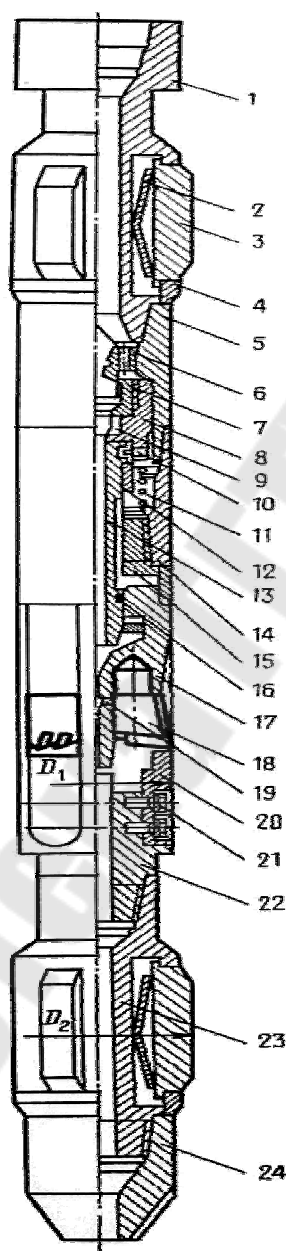
Процесс прорезания стенки обсадной колонны производится при вращении ВУ со скоростью  $0,5-0,67$  с<sup>-1</sup> и осевой нагрузке на

резцы от 5 до 10 кН, при этом необходимо в течение 10-15 минут без подачи инструмента.

При фрезеровании колонн из сталей: Д; J-55; К-55 подбирается повышенная частота вращения и пониженная осевая нагрузка.

При фрезеровании колонн из сталей Р-110 и N-80 используется пониженная частота вращения и повышенная осевая нагрузка.

При прорезании стенки обсадной колонны подача бурового раствора должна быть не менее  $0,010 \div 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ .



- 1 – корпус центратора верхнего;
- 2 – пружины;
- 3- направляющие;
- 4 –кольцо;
- 5- цилиндр;
- 6- игла;
- 7- втулка;
- 8- поршень;
- 9-насадка;
- 10- винты;
- 11- пружина;
- 12- кольцо;
- 13- толкатель;
- 14 – корпус;
- 15- кольцо;
- 16- кольцо уплотнительное;
- 17- рычаги;
- 18- резцы;
- 19- фиксатор с пружиной;
- 20- ограничитель;
- 21- болты;
- 22- корпус;
- 23- корпус центратора с пружиной;
- 24- наконечник

*Рис. 11.2. Схема расположения основных деталей и узлов вырезающего устройства УВУ-168 конструкции ВНИИБТ*

Через 15-20 мин приступают к подаче инструмента вниз при осевой нагрузке на резцы от 5 до 10 кН, постепенно увеличивая



подачу насоса до  $0,014 \div 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$ . Прорезание стенок обсадной колонны фиксируется по резкому снижению перепада давления на  $1,0 \div 1,5 \text{ МПа}$ , что характеризует полное раскрытие резцов вырезающего устройства.

Фрезерование следует вести без наращивания бурильной колонны, особенно при плохом качестве цементирования обсадной колонны. После окончания фрезерования секции, до искусственного забоя в обсадной колонне должно оставаться не менее  $35 \div 40 \text{ м}$ .

После появления в буровом растворе на поверхности металлической стружки шириной не менее  $5 \text{ мм}$  и заколонного цементного камня приступить к торцеванию обсадной колонны при частоте вращения инструмента  $1 \div 1,5 \text{ с}^{-1}$  ( $60 \div 90 \text{ об/мин}$ ) и осевой нагрузке до  $40 \text{ кН}$ .

Через каждые  $0,5 \div 1,0 \text{ м}$  фрезерования обсадной колонны производить профилактическую промывку.

Процесс фрезерования контролируется по изменению механической скорости и по показаниям роторного моментомера.

Для обеспечения выноса стальной стружки в процессе фрезерования обсадной колонны необходимо обеспечить требуемую скорость восходящего потока бурового раствора. Минимальная необходимая скорость потока в затрубном пространстве определяется по формуле:

$$V_{\text{м}} = 14,41 \frac{D_{\text{т}}^2 - D_{\text{бт}}^2}{D_{\text{т}} \cdot \rho}, \quad (11.4)$$

где  $V_{\text{м}}$  – скорость потока раствора в кольцевом пространстве,  $\text{м/с}$ ;  $D_{\text{т}}$  – внутренний диаметр обсадной колонны,  $\text{мм}$ ;  $D_{\text{бт}}$  – наружный диаметр бурильных труб или УБТ,  $\text{мм}$ ;  $\rho$  – плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ .

С целью удаления металлической стружки рекомендуется через каждые  $3,0 \div 4,5 \text{ м}$  фрезерования обсадной колонны прокачивать пакки раствора вязкостью  $70 \div 80 \text{ сП}$  при подаче насоса около  $0,008 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В скважинах с углом наклона фрезеруемой обсадной колонны более  $40^\circ$  перед прокачкой высоковязкой пакки раствора рекомендуется закачать пакку раствора с низкой вязкостью. Минимальная скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве должна быть  $0,65 \div 0,70 \text{ м/с}$ .

Фрезерование обсадной колонны до расчетной глубины производится при оптимальном режиме резания, который

подбирается опытным путем, исходя из максимума скорости фрезерования. Резкое снижение механической скорости резания и момента на роторе свидетельствуют о полном срабатывании резцов ВУ, которые подлежат замене для завершения вырезания колонны. В зависимости от группы прочности обсадной колонны скорость ее разрушения может составить  $0,4 \div 1,2$  м/ч, муфтового соединения –  $0,1 \div 0,3$  м/ч.

Перед подъемом бурильного инструмента на поверхность для замены резцов ВУ или при достижении проектной глубины, инструмент приподнимается над забоем на  $0,1 \div 0,2$  м и скважина промывается в течение не менее  $1 \div 1,5$  цикла с подачей насоса  $0,014 \div 0,016$  м<sup>3</sup>/с.

После подъема инструмента и замены резцов для продолжения работы производится спуск инструмента в скважину так, чтобы резцы находились на расстоянии  $0,3 \div 0,5$  м выше от торца фрезеруемой колонны и продолжить фрезерование. В случае необходимости осуществляется разрушение муфтового соединения обсадной колонны.

После завершения вырезания участка обсадной колонны, скважина промывается и ВУ поднимается на поверхность. ВУ промывается водой и очищается от грязи, техническое обслуживание его производится на БПО сразу после его получения с буровой.

Длина вырезанного участка обсадной колонны уточняется при выполнении геофизических работ.

После вырезания участка расчетной длины ствол скважины в этом интервале необходимо проработать компоновкой с ВУ с открытыми прорезными резцами, а скважину промыть до полного удаления из нее металлической стружки.

После окончания работ шаблонируют бурильные трубы с целью удаления из них металлического шлама.

В интервале удаленного участка колонны устанавливается цементный мост с расчетом перекрытия вырезанного участка колонны на 20–30 м вверх и вниз по стволу.

Если цементный мост является и ликвидационным, то его нижний уровень должен быть не менее 50 м от низа удаленного участка колонны.

Установка цементного моста в интервале удаленного участка колонны производится в соответствии с СТП 09100.17015.044-2006 «Установка цементных мостов». – Гомель, 2006.

Прочность цементного камня в этом интервале должна быть не менее прочности горных пород.

ОЗЦ цементного моста должно быть не менее 72 часов.

По истечении времени ОЗЦ цементный мост проверить на прочность и разбурить до верхней отметки вырезанного участка обсадной колонны плюс 0,5 м.

### **Затраты времени и общие показатели при различных способах забуривания боковых стволов**

Анализируя средние показатели механической скорости вырезания окон в обсадных колоннах с клиновых отклонителей с наборами фрез различных фирм-изготовителей, отдать предпочтение конструкции той или иной фирмы – затруднительно, так как механическая скорость резания вырезаемого участка в значительной степени зависит от режимов резания колоны, т.е. от сочетания прилагаемой осевой нагрузки и создаваемой частоты вращения фрезы. И все же – можно сказать, что по группам прочности стали Д и К лидируют комплекты "Baker Hughes", ("Window master") и "Smith Services", ("Track master"). Анализируя режимы вырезания по наилучшим показателям механической скорости резания для обсадных колонн различных групп прочности стали, так же можно проследить закономерность. Для марки стали Д необходима меньшая нагрузка, но при этом большая частота вращения, а для марки Р-110, наоборот – большее значение осевой нагрузки, при меньшей частоте вращения.

Анализируя общие затраты времени по забуриванию боковых стволов с использованием вырезающих устройств и клиновых отклонителей с наборами фрез, можно сказать, что вырезание щелевого окна в обсадной колонне с использованием клина-отклонителя с набором фрезеров является предпочтительнее при прочих равных условиях, так как общие затраты времени на одну операцию при этом способе в 2,6 раза меньше (88 ч против 225 ч), чем с использованием вырезающих устройств.

## **ТЕМА 12 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН**

**Крепление** – это 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.

Таким образом, крепление скважин осуществляется при выполнении двух последовательно протекающих процессов: спуска обсадных колонн и последующего цементирования заколонного пространства между стенками ствола скважины и наружной поверхностью обсадных колонн с формированием в нем цементного камня (цементного кольца) с целью изоляции межпластовых перетоков пластовых флюидов.

Спуск обсадных труб и их цементирование в скважине (рис.12.1) 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 цементированием скважины или обсадной колонны; сюда же входят ожидание затвердевания 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 безударного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб (рис.12.1а). Важным условием

является равномерная толщина цементного камня (рис.12.1б) со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобщения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие.

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

3) Защита обсадной колонны от действия коррозионной среды.

4) Повышение работоспособности обсадной колонны с увеличением сопротивляемости 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.

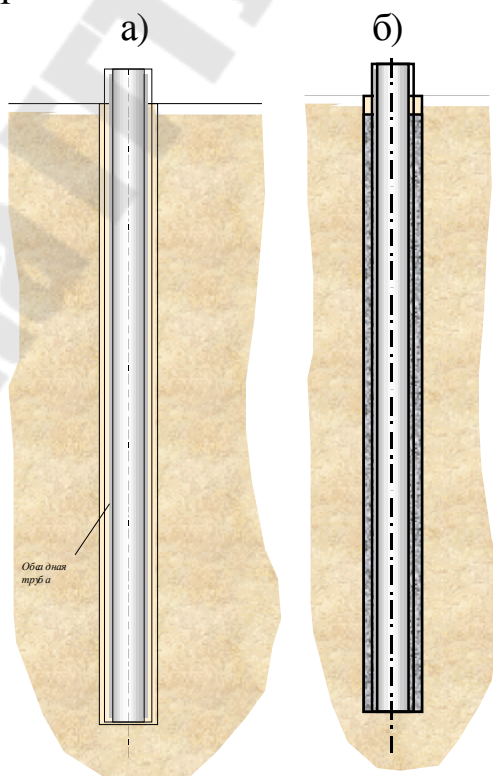


Рис.12.1.Схема крепления скважины: а) – обсадная колонна, спущенная в скважину; б) – обсадная колонна, зацементированная в скважине

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

К факторам, определяющим качество цементирования скважин относятся:

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 обсадной колонны;

9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

### **12.1 Конструкции скважин**

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

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

В скважину последовательно спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна (рис.12.2).

**Направление** спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под

кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

**Кондуктором** обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор также служит для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

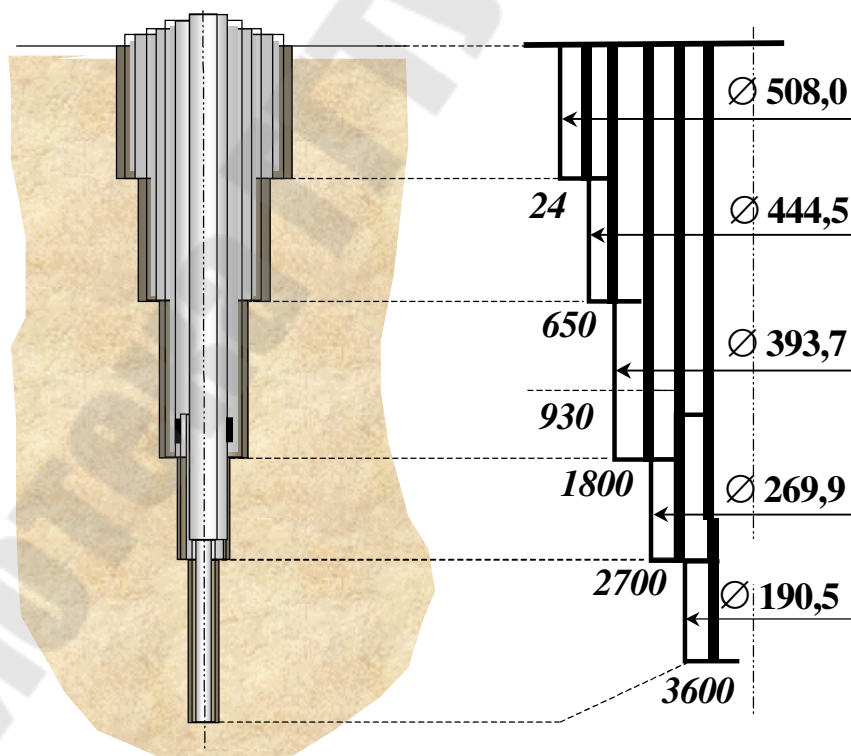


Рис.12.2 Схема конструкции скважины

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

**Промежуточные колонны могут быть** сплошными (их спускают от устья до забоя) и не сплошными (не доходящими до устья). Последние, имеющие связь (частичное, до 100м перекрытие) с предыдущей обсадной колонной называются хвостовиками. Промежуточная колонна, не имеющая связи с предыдущей обсадной колонной и предназначенная только для изоляции зон возможных осложнений, называется «летучкой».

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

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

Конструкция скважины задается следующим образом: 426, 324, 219, 146 – диаметры обсадных колонн в мм; 40, 450, 1600, 2700 – глубины спуска обсадных колонн в м; 350, 1500 — уровень тампонажного раствора за хвостовиком и эксплуатационной колонной в м; 295, 190 – диаметры долот в мм для бурения скважины колонны под 219 и 146 мм.

## **12.2 Методика проектирования конструкций скважин.**

При прогнозировании количества и глубины спуска обсадных колонн используют эмпирические данные, что служит основой проектирования конструкций скважин.



Глубины спуска обсадных колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. При этом вводится принцип выбора конструкции скважин – совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления (рис. 12.3).

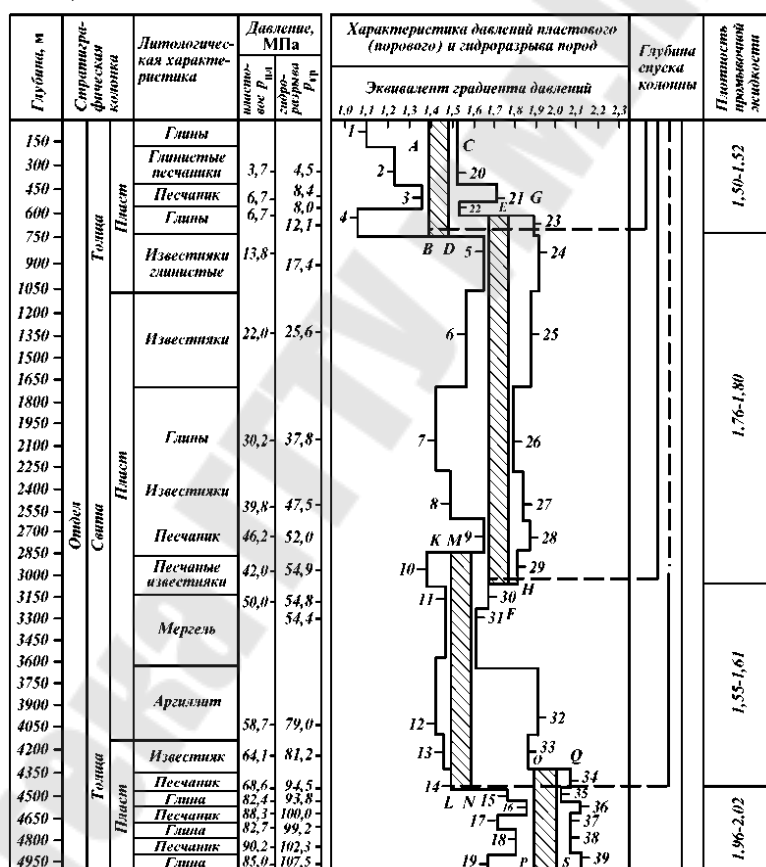


Рис.12.3 Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости ( $\text{кг/м}^3$ ), столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях, при полном отсутствии промысловых данных, допускается использовать эмпирическую зависимость:

$$P_{гр} = 0,083 H + 0,66 P_{пл} \quad (12.1)$$

где:  $P_{гр}$  – давление гидроразрыва пластов;  $H$  – глубина определения гидроразрыва;  $P_{пл}$  – пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, числа обсадных колонн и глубин их спуска осуществляют в приведенной ниже последовательности:

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

2) Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3) На совмещенный график (рис. 12.3) наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений  
- (точки 1, 2, ..., 19) – пластовые давления;  
- (точки 20, 21, ..., 39) – давления гидроразрыва).

4) Параллельно оси ординат проводят линии АВ, ЕF, KL и ОР через крайние точки эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии CD, GH, MN, QS – через крайние точки кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5) Зоны ABCD, EFGH, KLMN, OPQS являются зонами совместимых условий бурения.

6) Линии АВ, ЕF, KL, ОР определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD, GH, MN, QS – по давлениям гидроразрыва. Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Число зон крепления соответствует числу обсадных колонн

7) Глубину спуска обсадной колонны (установки башмака) принимают на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

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

– для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15%;

– для скважин глубиной более 1200 м – на 5–10 %.

Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до  $1,45 \text{ г/см}^3$  не допускаются больше чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ , а для значений выше  $1,45 \text{ г/см}^3$  – не более чем на  $0,03 \text{ г/см}^3$  (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

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

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины проводят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала.

Однако, если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

### **12.3 Способы спуска и цементирования обсадной колонны**

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

#### **Выбор способа спуска обсадных колонн**

Способ спуска колонн и порядок спуска секций зависят от следующих геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

- назначения обсадной колонны;

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

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

- для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и в которых не происходит осложнений в течение 3–4 сут при оставлении их без промывки (т.е. за время, необходимое для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны);
- при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевой системы;
- при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;
- при креплении стволов скважин кондукторами.

#### **Условия для спуска обсадных колонн секциями**

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

необходим при следующих условиях:

- если призабойная зона не промывается в течение 1,5–2 сут и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);
- если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

- при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом давления гидроразрыва;
- когда во избежание протирания верхней части обсадной колонны в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней части;
- если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим усилиям.

### **Преимущества секционного спуска обсадных колонн**

Секционный спуск обсадных колонн при креплении стволов скважин позволяет:

- перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;
- надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные мощной устойчивой толщей горных пород;
- применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;
- экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

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

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилеметрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины.

При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

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

### **Подготовка обсадных колонн к спуску в скважину**

Обсадные трубы подготавливают к спуску в скважину централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификаты и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключая сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин, нарушений резьбовых соединений и других повреждений.

### **Способы цементирования обсадных колонн**

Различают следующие способы цементирования обсадных колонн при креплении скважин:

- одноступенчатое;
- двухступенчатое;
- манжетное;
- обратное;
- селективное;
- через заливочные трубы.

## Последовательность выполнения некоторых операции цементирования

### Одноступенчатое цементирование

Цементирование обсадных колонн в скважине (рассмотрим на примере одноступенчатого цементирования с двумя пробками) осуществляется с использованием цементировочных агрегатов, напорных линий манифольда высокого давления, цементировочной головки, продавочных и разделительных пробок и другой оснастки обсадных колонн следующим образом (рис. 12.4).

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 дополнительно очищает стенки скважины от глинистой корки.

Вывинчивают стопор, удерживающий нижнюю пробку 1, и поверх нее в головку цементировочными насосами закачивают тампонажный раствор, который готовят с помощью специальных цемента-смесительных машин, установленных поблизости от скважины. Тампонажный раствор проталкивает нижнюю пробку 1 по обсадной колонне.

После закачки в обсадную колонну тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения заданного интервала заколонного пространства скважины и участка колонны ниже стопорного кольца 3, закрывают краны на нижних боковых отводах головки и вывинчивают стопор, удерживающий верхнюю разделительную пробку 5.

После того, как верхняя пробка 5 войдет в обсадную колонну, вновь открывают краны на нижних боковых отводах цементировочной 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 3 в колонне, останавливается.

Так как нагнетание жидкости в колонну продолжается, давление в ней после остановки нижней пробки 1 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 заколонное кольцевое пространство, давление в цементирующей головке будет понижаться и может дойти до нуля.

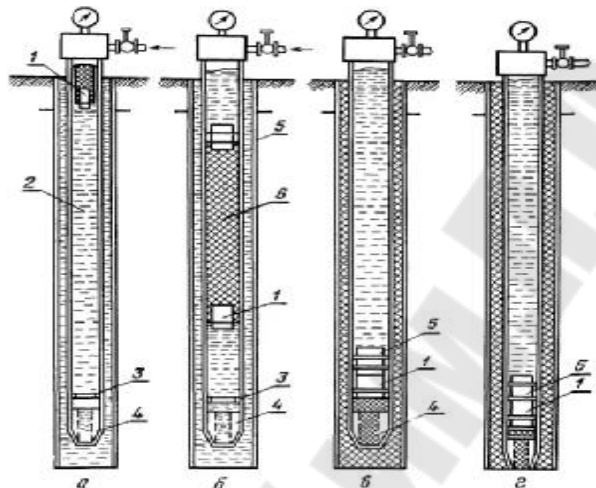


Рис.12.4. Схема одноступенчатого цементирования: а – скважина заполнена промывочной жидкостью 2, в колонну введена нижняя пробка 1, начинается закачка цементного раствора в колонну; б – после закачки требуемого цементного раствора 6 устанавливается верхняя пробка 5, цементный раствор продавливается до стоп кольца 3; в – цементный раствор выдавлен в затрубное пространство; г – обсадные трубы 4 опущены на забой.

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 5 на нижнюю пробку 1 давление в колонне резко возрастает. Это служит сигналом для прекращения нагнетания продавочной жидкости в колонну - краны на цементирующей головке закрывают, насосы останавливают, а скважину оставляют в покое на период ожидания затвердевания (ОЗЦ) тампонажного раствора.

Пробки и сигнальное стоп-кольцо изготовливают из легко разрушаемого материала. Нижняя пробка служит для предотвращения перемешивания тампонажного раствора с буферной



жидкостью при движении по обсадной колонне и для сдираания пленки промывочной жидкости с внутренней поверхности труб. Верхняя пробка предотвращает перемешивание тампонажного раствора с продавочной жидкостью.

### **Двухступенчатое цементирование**

Двухступенчатым цементированием называется раздельное последовательное цементирование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего).

Двухступенчатое цементирование применяют, когда по геолого-техническим причинам цементный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень. Целесообразно его использовать в следующих случаях:

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

Этот способ по сравнению с одноступенчатым имеет ряд преимуществ. В частности он позволяет:

-снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента,

-существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания,

-уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве,

-избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что, в свою очередь, позволяет более правильно подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

Для осуществления двухступенчатого цементирования в обсадной, колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту (рис. 12.5.).

Подготовку скважины к цементированию ведут тем же путем, что был описан выше. После промывки скважины и установки на колонну цементировочной головки приступают к закачке первой порции цементного раствора, соответствующей цементуемому объему первой ступени. Закачав нужный объем цементного раствора, в колонну вводят верхнюю пробку первой ступени, которая беспрепятственно проходит через заливочную муфту (рис. 12.5, а). Продавочной жидкостью вытесняют раствор в затрубное пространство.

После того как закачали объем продавочной жидкости, равный внутреннему объему обсадной колонны в интервале между заливочной муфтой и упорным кольцом, освобождают находящуюся в цементировочной головке нижнюю пробку второй ступени.

Достигнув заливочной муфты, пробка садится во втулку и под давлением смещает ее вниз, открывая сквозные отверстия в муфте (рис. 12.5, б). Сигналом открытия отверстий является резкое падение давления нагнетания.

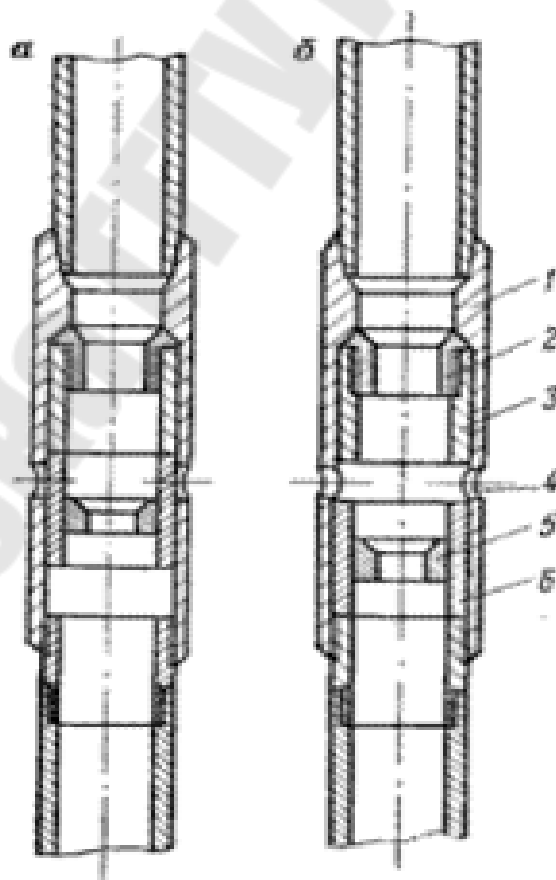


Рис. 12.5. Заливочная муфта ступенчатого цементирования: а – при цементировании первой ступени (заливочные отверстия закрыты); б – при цементировании второй ступени (заливочные отверстия открыты); 1–корпус; 2–

верхнее седло; 3— верхняя втулка; 4—заливочные отверстия; 5—нижнее седло;  
6—нижняя втулка

Существуют две разновидности способа двухступенчатого цементирования. По одной из них тампонажный раствор для цементирования второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени - это так называемый способ непрерывного цементирования.

В другом случае после открытия отверстий в заливочной муфте возобновляют циркуляцию бурового раствора, а тампонажный раствор второй ступени подают в скважину спустя некоторое время, например требуемое для схватывания раствора первой порции, - такое цементирование называется двухступенчатым с разрывом.

Этот способ позволяет повысить качество цементирования нижнего интервала за счет регулирования гидродинамического давления в затрубном пространстве.

Третью пробку (верхняя пробка второй ступени) вводят в колонну после подачи всего расчетного объема раствора для цементирования второй ступени. За третьей пробкой в скважину нагнетают продавочную жидкость. Эта пробка задерживается в заливочной муфте и под давлением смещает вниз втулку, которая перекрывает отверстия. Резкое повышение давления сигнализирует о завершении цементирования. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня.

### **Селективное цементирование**

Селективное цементирование применяется при необходимости произвести изоляцию отдельных горизонтов пробуренной скважины, выше или ниже лежащих продуктивных пластов, отсечения обводненных горизонтов и т.д.

Схема селективного цементирования представлена на (рис.12.6).

Технология проведения селективного цементирования практически мало чем отличается от двухступенчатого способа цементирования. Отличием является то, что на обсадной колонне с целью изоляции выше- и ниже лежащих интервалов изолируемых пластов, на расчетной глубине между ними устанавливаются верхний и нижний пакерные устройства, приводимые в рабочее положение спускаемыми в колонну 3 разделительными и продавочными пробками разного наружного диаметра – проходными и непроходными, которые последовательно приводят пакеры в рабочее

положение и изолируют подпакерное пространство, цементируя надпакерную зону.

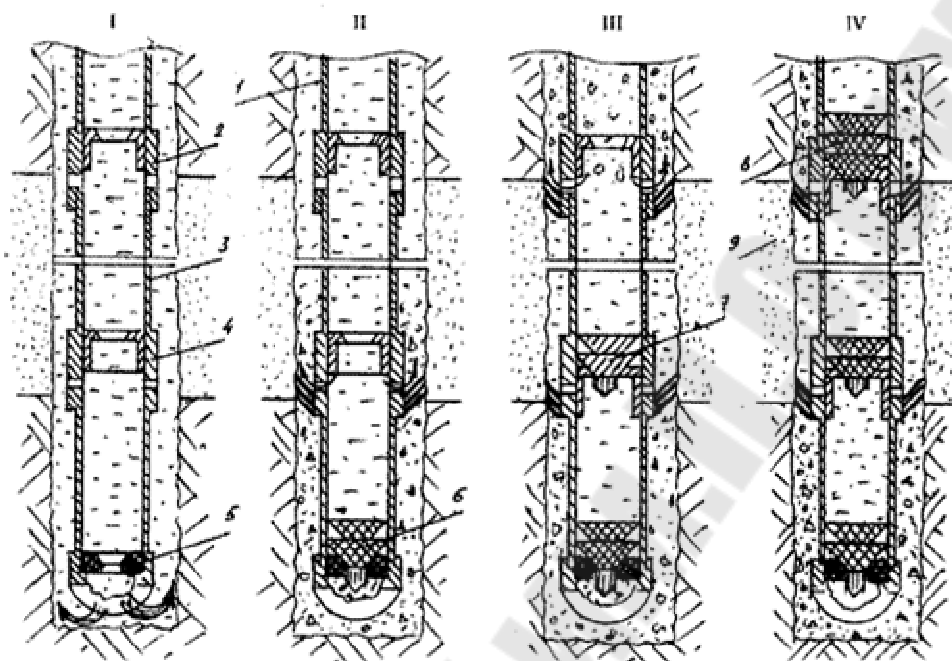


Рис.12.6. Схема КНОК при селективном цементировании эксплуатационной колонны: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – верхнее пакерующее устройство; 3 – фильтр; 4 – нижнее пакерующее устройство; 5 – резиновое упругое стоп-кольцо; 6,7,8 – нижняя, промежуточная и верхняя продавочные пробки; 9 – продуктивный пласт

### Манжетное цементирование

Манжетный способ цементирования применяют в тех случаях, когда необходимо предупредить загрязнение цементным раствором продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением или избежать попадания цементного раствора в зону расположения фильтра. Против нижней отметки интервала цементирования в обсадной колонне устанавливают муфту с проходными отверстиями для пропуска раствора в затрубное пространство и металлической или брезентовой манжетой снаружи (рис.12.7).

При закачке цементного раствора манжета раскрывается и перекрывает затрубное пространство таким образом, что раствор может проходить только в одном направлении - вверх. Внутри колонны ниже муфты помещают клапан, который перекрывает доступ в нижнюю часть колонны.

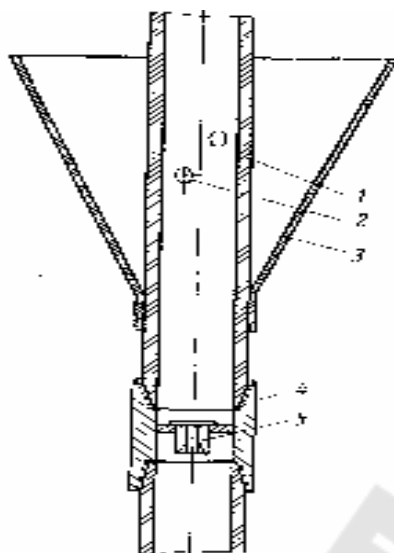


Рис. 12.7. Манжета для манжетного цементирования: 1—обсадная труба; 2—заливочные отверстия; 3 — манжета; 4 — муфта; 5 — клапан

### **Способ обратного цементирования**

Под обратным цементированием понимается такой способ, когда цементный раствор с поверхности закачивают прямо в затрубное пространство, а находящийся там буровой раствор через башмак, поступает в обсадную колонну и по ней выходит на поверхность.

Способ обратного цементирования уже давно привлекает внимание специалистов, однако широкого промышленного применения пока не получил в силу ряда технических трудностей, и в первую очередь сложности контроля момента достижения цементным раствором низа обсадной колонны и надежного обеспечения высокого качества цементирования в этой наиболее ответственной части.

### **Цементирование потайных колонн и секций**

Спуск обсадной колонны секциями, а также потайной колонны осуществляют на колонне бурильных труб, с которой они соединены переводником с левой резьбой или на разъединителе любой конструкции.

Для цементирования секций и потайных колонн используют способ одноциклового цементирования с одной разделительной пробкой. Она состоит из двух частей: проходной пробки, имеющей наружный диаметр, соответствующий внутреннему диаметру цементируемых труб (она закрепляется шпильками на разъединителе нижнего конца бурильной колонны), и упругой пробки малого

диаметра, которая свободно может проходить по колонне бурильных труб.

Упругую пробку вводят в бурильную колонну вслед за тампонажным раствором, под давлением продавочной жидкости она опускается до проходной пробки и задерживается в ней. Под воздействием возрастающего давления шпильки, удерживающие проходную пробку на бурильной колонне, срезаются, и обе пробки как одно целое перемещаются вниз до упорного кольца. Сигналом полного продавливания раствора в затрубное пространство служит повышение давления нагнетания. Для промывки колонны бурильных труб от оставшегося в них цементного раствора в нижнем переводнике с помощью шара, сбрасываемого в колонну, открывают проточные отверстия. Поток промывочной жидкости остатки цементного раствора вымываются из колонны.

#### **Установка цементных мостов**

В отдельных случаях возникает необходимость в обсаженном или открытом стволе скважины надежно изолировать от остальной его части отдельный интервал (например, при проведении испытаний пластов в обсаженной скважине последовательно от нижнего к верхнему, при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта и т. п.). Самый распространенный на практике способ изоляции нижнего интервала скважины - создание в стволе цементного моста. Его устанавливают также при необходимости создания искусственного забоя (например, при искривлении ствола скважины и т. п.).

Цементный мост представляет собой цементный стакан в стволе высотой в несколько десятков метров, достаточной для создания надежной и непроницаемой изоляции.

#### **12.4 Технологическая оснастка обсадных колонн**

Под технологической оснасткой обсадных колонн подразумевают определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин. В связи с этим применение технологической оснастки при креплении скважин обязательно.

К оснастке обсадных колонн относятся:

- 1) цементировочные головки;

- 2) продавочные пробки;
- 3) разделительные пробки;
- 4) клапаны обратные типа ЦКОД;
- 5) башмаки колонные;
- 6) центраторы колонные;
- 7) турбулизаторы;
- 8) скребки колонные
- 9) муфты ступенчатого цементирования типа МСЦ.

**Цементировочные головки** относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями (манифольдами) цементировочных агрегатов. В зависимости от конструктивного исполнения их применяют при цементировании скважин различными способами.

В настоящее время серийно выпускают головки типов ГУЦ, ГЦК, по ТУ 39-1021–85 и ГЦУ по ТУ 39-921–84. Высота цементировочных головок этих типов позволяет размещать их в подъемных штропах талевой системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Цементировочные головки типа ГУЦ (рис.12.8) поставляют с кранами высокого давления.

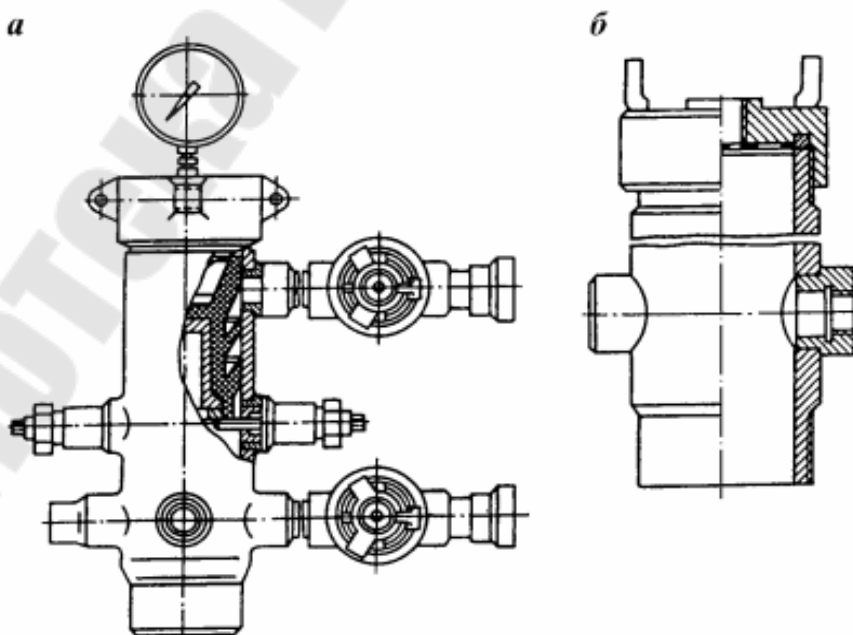


Рис.12.8 Цементировочные головки типов ГУЦ (а) и ГЦК (б)

При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки закладывают заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементировочных головок типа ГЦК. Последние изготавливают размерами 377 и 426 мм на давление соответственно 6,4 и 5,0 МПа. При цементировании с применением цементировочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков цементировочную пробку, завинчивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементировочные головки типа ГЦУ (рис.12.9) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, для зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин.

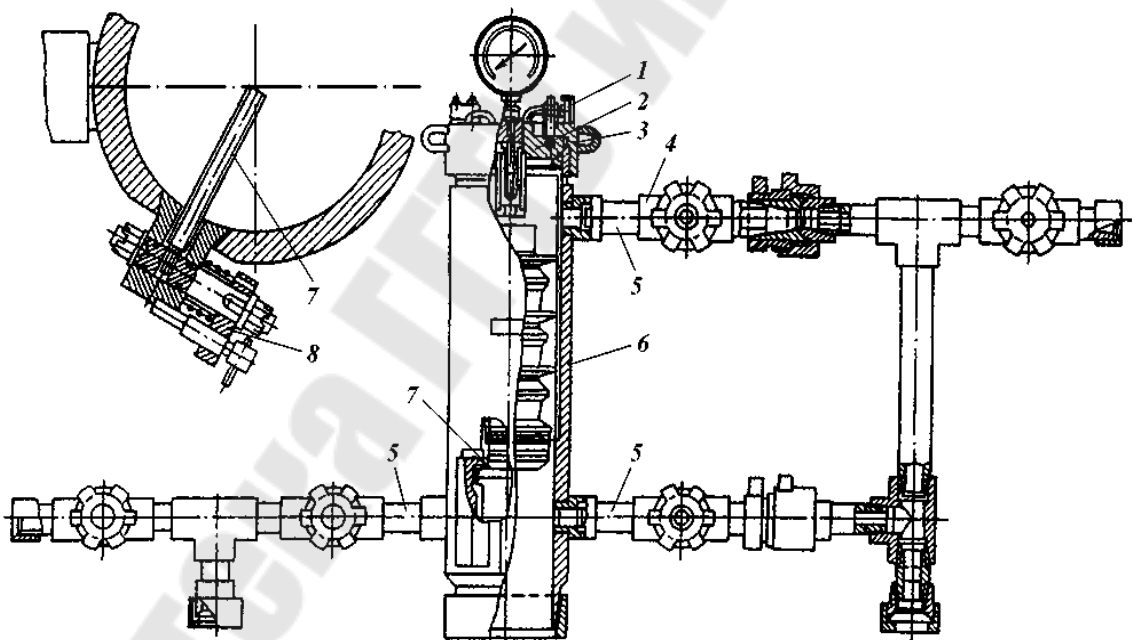


Рис.12.9. Универсальная цементировочная головка типа ГЦУ: 1 – съемник; 2 – крышка; 3 – гайка; 4 – проходной кран; 5 – соединительные линии; 6 – корпус; 7 – фиксатор пробки; 8 – указатель (сигнализатор) начала движения пробки

Универсальность этих головок заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны, подвешенные на буровом крюке, с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения



разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают остаточные давления над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

### Пробки продавочные

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис.12.10) служат для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки. Без заглушки эту пробку можно использовать как секционную.

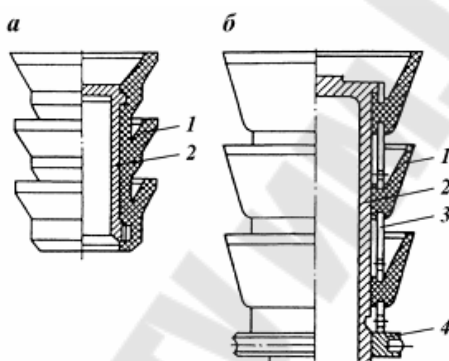


Рис.12.10 Пробки продавочные верхние типа ПП (а) и (б): а) – с пригуммированными манжетами; б) – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновая манжета; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

### Пробки разделительные

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины. Используют пробки нескольких типов, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис.12.11) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями. В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри бурильных труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор, пока не достигает нижней секции

пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней части пробки, под действием возникающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо.

Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207–76 для обсадных колонн следующих диаметров, мм: 114–140, 146, 168, 178–194, 219–245, 273–299, 324–351, 377 и 407–426.

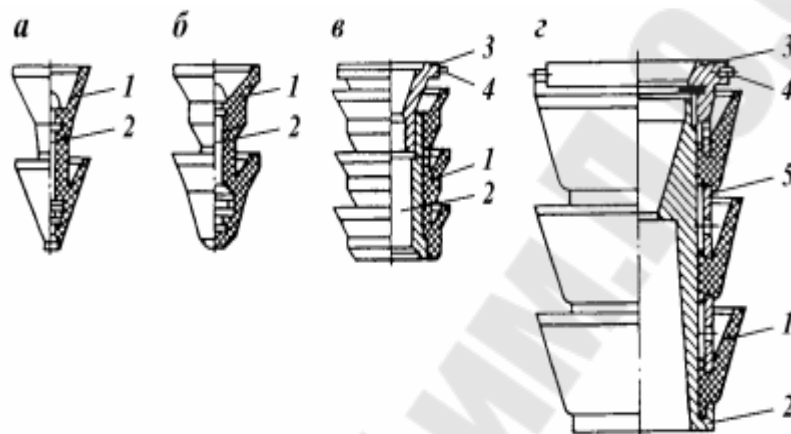


Рис. 12.11 Пробки разделительные двухсекционные типа СП: а, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; в, г – нижняя секция пробок для обсадных труб; 1 – резиновая манжета; 2 – корпус; 3 – седло; 4 – срезные калибровочные штифты; 5 – дистанционная втулка

Пробки разделительные нижние типа ПЦН разработаны в б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВЦ. Их отличительной особенностью является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части которого размещена мембрана из жести, закрепленная гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементировочной головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается,

образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

### Клапаны обратные дроссельные ЦКОД

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис.12.12) служат для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для упора разделительной цементировочной пробки.

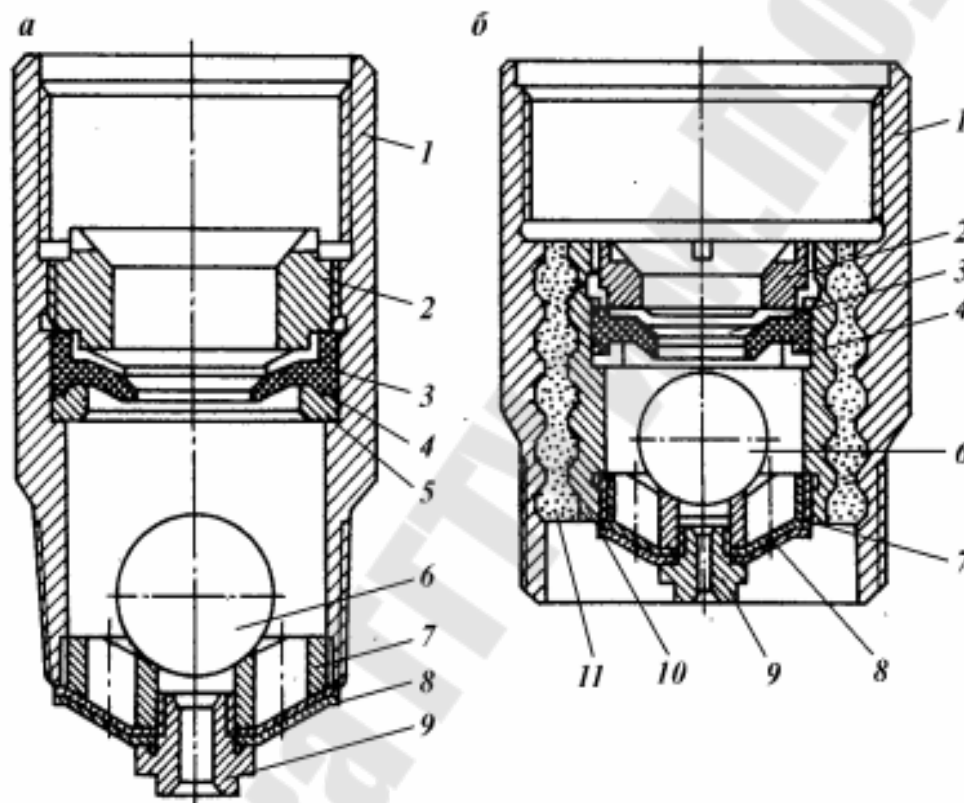


Рис.12.12 Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД (б): 1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Шифр ЦКОД обозначает:

Ц – цементировочный, К – клапан, О – обратный, Д – дроссельный. Добавление в шифре буквы «М» означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 изготавливают по ТУ 39-01-08-281-77 для обсадных колонн диаметрами 114–194 мм, а ЦКОД-2 по ТУ 39-01-08-282-77 для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм.

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение. При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последующее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементирующей пробки. В этом случае установки упорных колец не требуется.

В шифрах обратных клапанов встречается аббревиатура ОТТМ, что означает, что применена трапецеидальная резьба, а ОТТГ – высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм рассчитаны на использование при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребителя могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимально допустимую температуру 200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливают в башмаке колонны либо на 10–20 м выше него.

### **Башмаки колонные**

Башмаки колонные типа БКМ (рис.12.13, а) по ОСТ 39-011– 87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметрами 114–508 мм в целях направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С. Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют

дополнительные каналы для циркуляции бурового раствора. Верхняя часть корпуса снабжена резьбой, при помощи которой башмак соединяется с нижней трубой. Резьба может быть треугольной, трапецеидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

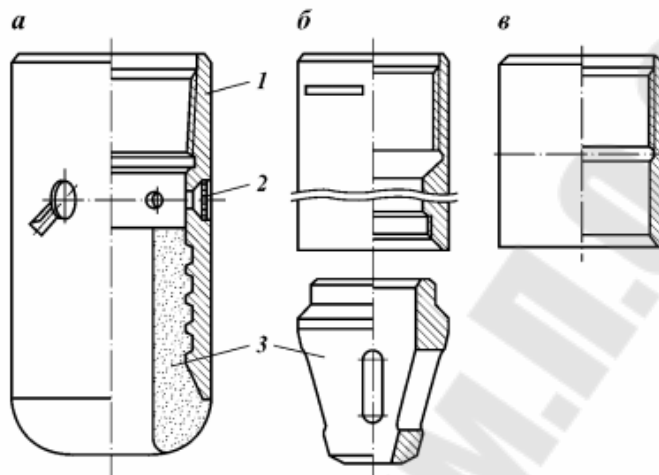


Рис.12.13. Башмаки колонные типов БКМ (а), БП с чугунной направляющей насадкой (б) и Б (в): 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случае когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки прикрепляют к нижней трубе колонны.

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

Находят также применение башмака типа БП (рис.12.13, б) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис.12.13, в).

### Центраторы колонные

Центраторы колонные (рис.12.14) обеспечивают концентричное размещение обсадной колонны в скважине для равномерного заполнения цементом заколонного пространства в целях достижения качественного разобщения пластов при цементировании.

Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной

колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажным в результате некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняются неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2.

Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям можно применять и в наклонно направленных скважинах за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок.

Наиболее распространены центраторы ЦЦ-1 (рис.12.14). Их выпускают серийно по ТУ 39-01-08-283–77.

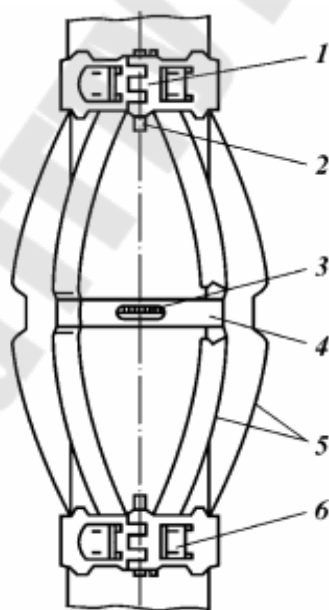


Рис.12.14. Центратор колонный типа ЦЦ-1: 1 – петлевая проушина; 2 – гвоздь; 3 – спиральный клин; 4 – ограничительное кольцо; 5 – пружинные планки; 6 – паз сегмента

### Скребки колонные

Скребки колонные предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявляется при цементировании

скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис.12.15) – разъемный; он состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы 1 скребка выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми внутрь концами были направлены вверх, обеспечивая их минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центриатора.

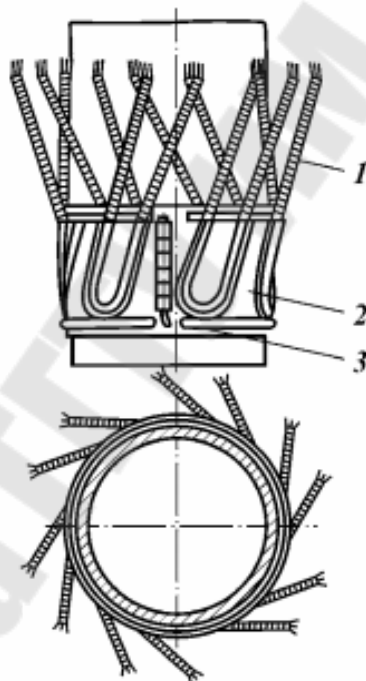


Рис.12.15. Скребок корончатый разъемный типа СК: 1 – рабочие элементы; 2- корпус; 3- штырь соединительный

### **Турбулизаторы**

Турбулизаторы типа ЦТ используют для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают напротив зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м один от другого.

Турбулизатор (рис.12.16) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопастей устанавливают в пазы, прорезанные в корпусе

под углом  $35^\circ$ , и прикрепляют к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопастей могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов – б. ВНИИКР-нефть. Их изготавливают по ТУ 29-01-08-284–77.

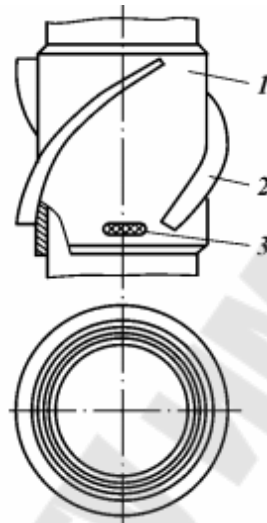


Рис.12.16. Турбулизатор типа ЦТ: 1- корпус неразъемный; 2-лопасть;3- клин спиральный

### Муфты ступенчатого цементирования типа МСЦ

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса расположены нижняя и верхняя втулки, также имеющие возможность



осевого перемещения. В корпусе и обойме выполнены несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, и нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка – в нижней части конусный пояс с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный пояс с уплотнением для посадки на седло нижней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632–80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желоба.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметрами от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без разрыва (рис.12.17). Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами 273–340 мм.

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632–80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура – не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4–8 МПа.

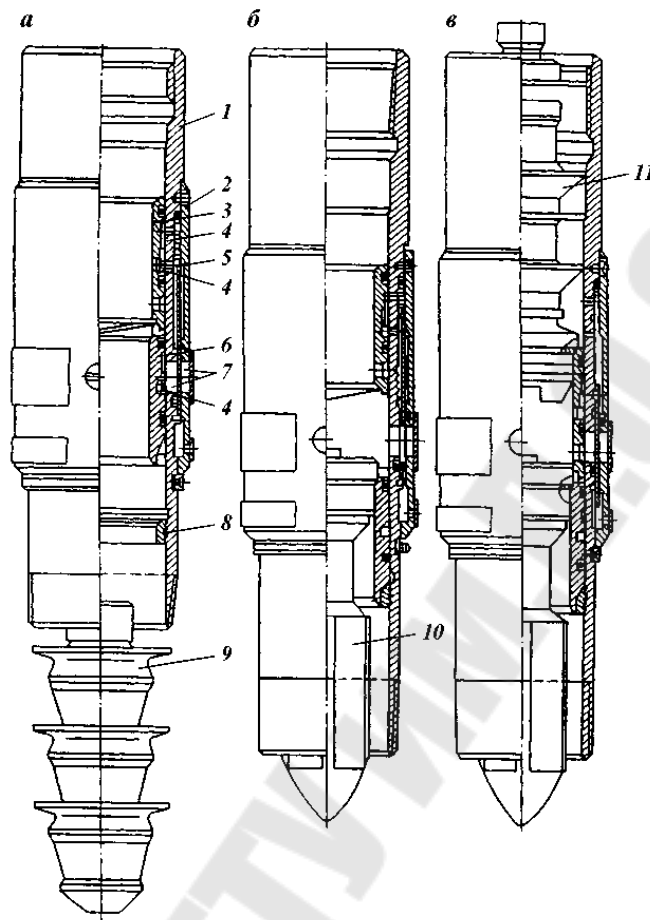


Рис.12.17 Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1: а – в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезной винт; 5 – заслонка; 7 – циркуляционные отверстия; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

## 12.5 Устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн

### Разъединители

Хвостовики и секции обсадных колонн спускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяют с обсадными с помощью различных устройств, носящих общее название – разъединители. Они предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.

При разгрузке хвостовиков или секций обсадных колонн на забой скважины или друг на друга происходит изгиб колонны с различной интенсивностью. Отклонение от оси зависит от веса

колонны, диаметра обсадных труб и радиального размера ствола скважины.

Для предотвращения изгиба хвостовики или секции обсадных колонн их подвешивают в стволе скважины с помощью подвесных устройств. При креплении скважин секциями обсадной колонны для глубинного соединения (стыковки) секций между собой используют соединители. В целях герметизации верхней части зацементированных хвостовиков или секций обсадной колонны применяют герметизирующие устройства, перекрывающие кольцевое за колонное пространство.

Все перечисленные средства оснащают необходимыми принадлежностями и составляют комплексы устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн. Эти комплексы имеют ряд модификаций, различающихся как принципом, так и конструктивными особенностями.

Разъединитель состоит из двух основных частей: неподвижной муфты, которая крепится к обсадным трубам, и подвижного ниппеля, соединенного с бурильными трубами, на которых в скважину спускают хвостовик или секцию обсадной колонны.

Все разъединители, у которых основной несущий рабочий элемент – левая резьба, носят общее название резьбовых.

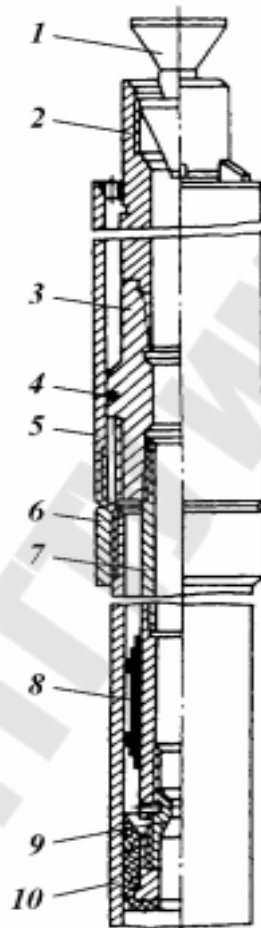
Разъединители, у которых муфтовая и ниппельная части взаимодействуют друг с другом без помощи резьбы, объединены в группу безрезьбовых.

Действие резьбовых разъединителей заключается в отвинчивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо. Действие безрезьбовых разъединителей для разъединения пары муфта – ниппель не связано с вращением бурильной колонны.

Резьбовой разъединитель (рис.12.18) оснащен принадлежностями, которые состоят из внутреннего пакерующего узла и секционной разделительной пробки.

Пакерующий узел предназначен для обеспечения циркуляции жидкости через башмак хвостовика (или секции) после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе. Наличие пакерующего узла позволяет предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовики или секцию обсадной колонны.

Нижнюю часть секционной пробки подвешивают на срезных калиброванных штифтах на конце патрубка, ввинчиваемого в ниппель разъединителя, а верхнюю помещают в цементируемую головку и при цементировании продвигают по бурильным трубам. При ее посадке в седло подвесной пробки возникает избыточное давление, штифты срезаются, и освободившаяся пробка вместе с верхней частью движется по обсадной колонне, разобцая тампонажный раствор и продавочную жидкость.



*Рис.12.18.* Резьбовой разъединитель: 1, 9 – верхняя и нижняя части секционной разъединительной пробки; 2 – переводник; 3 – ниппель с левой резьбой; 4 – уплотнительная манжета; 5 – раструб; 6 – муфта с левой резьбой; 7 – несущая труба; 8 – пакерующий узел; 10 – обсадные трубы хвостовика

Резьбовые разъединители рекомендуется применять для спуска хвостовиков или секций обсадных колонн, общая масса которых составляет не менее 5 т, а также в случаях, когда при креплении скважины не требуется вращать обсадную колонну.

При проверке разъединителя в процессе контрольного свинчивания вручную на поверхности следует подсчитать число

полных оборотов и убедиться, что все витки левой резьбы входят в зацепление, а развинчивание осуществляется без затруднений.

В случае спуска хвостовиков или секций обсадной колонны массой более 100 т левую резьбу рекомендуется испытать приложением к разъединителю растягивающей нагрузки, превышающей массу спускаемых обсадных колонн на 200–300 кН. Выдержка под нагрузкой должна быть не менее 30 мин, после чего проверяют характер соединения и состояние левой резьбы. В случае затруднений при отвинчивании ниппельной части разъединитель бракуют.

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при небольших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью ниппеля устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету. В собранном виде разъединитель испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

Для смазывания левой резьбы разъединителя необходимо применять только тугоплавкие уплотнительные смазывающие составы типа Р-113, а резиновые самоуплотняющиеся манжеты и пакерующие элементы изготавливать из нефтетермостойкой резины.

Кольцевое пространство между ниппелем и муфтой выше левой резьбы заполняют тугоплавким смазочным материалом. Левое резьбовое соединение после свинчивания вручную окончательно закрепляют цепным ключом с вращающим моментом примерно 500 Н·м. Крепление левой резьбы машинными ключами не рекомендуется.

На практике также применяют резьбовые разъединители, дополнительно снабженные шлицевой парой, которые, находясь в зацеплении, позволяют вращать хвостовик или секцию обсадной колонны, поскольку воспринимают полностью усилие вращающего момента и исключают передачу его на левое резьбовое соединение. Верхняя часть шлицевой пары жестко связана с ниппелем разъединителя, а нижняя подвижно связана в осевом направлении с муфтой разъединителя и зафиксирована в ней срезными калиброванными штифтами.

Для вывода из зацепления шлицевой пары в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который свободно проходит в жидкости по трубам и перекрывает отверстие в нижней шлицевой

втулке. Под действием внутреннего избыточного давления калиброванные штифты срезаются, и шлицевая втулка перемещается вниз, выходя из зацепления с верхней втулкой.

При разомкнутой шлицевой паре вращение бурильных труб вправо приведет к отсоединению их от обсадных труб в левой резьбе разъединителя.

К безрезьбовым разъединителям относят кулачковые, замковые и штифтовые.

Кулачковый разъединитель (рис.12.19) состоит почти из таких же основных деталей, как и резьбовой. Муфта и ниппель разъединителя связаны с помощью двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты и в рабочем положении фиксируются штифтами. Конструкция кулачкового разъединительного устройства исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных при вращении в скважине.

Указанные устройства рекомендуется применять в скважинах, крепление которых осуществляют с проработкой осложненного ствола в процессе спуска хвостовика или секции.

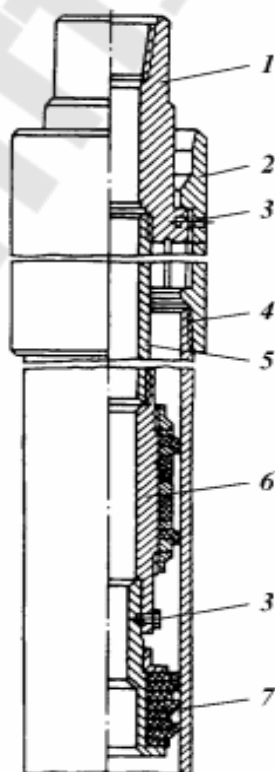


Рис.12.19 Кулачковый разъединитель: 1 – ниппель с кулачками; 2 – муфта с пазами; 3 – штифт; 4 – обсадные трубы спускаемого хвостовика; 5 – несущая

труба; 6 – пакерующий узел; 7 – нижняя часть секционной разделительной пробки

В состав кулачкового разъединителя обязательно входит пакерующий узел, который представляет собой набор самоуплотняющихся резиновых манжет из износоустойчивой нефтетермостойкой резины. Пакерующий узел устанавливают на несущей трубе, ввинчиваемой снизу во внутреннюю часть разъединителя.

Пакерующий узел герметизирует разъемные части кулачкового разъединителя до тех пор, пока резиновые элементы находятся внутри верхней трубы хвостовика или секции обсадной колонны. Поэтому его устанавливают, как правило, не под самым кулачковым ниппелем разъединителя, а на расстоянии 8–10 м от него.

Кулачковый разъединитель собирают следующим образом. На верхнюю обсадную трубу, внутреннюю поверхность которой предварительно очищают от окалины, грязи, пыли и смазывают, навинчивают муфту разъединителя. В муфту вставляют ниппельную часть в закрепленной на ней несущей трубой, которая оснащена пакерующим узлом и подвесной секционной пробкой.

Кулачки ниппеля совмещают со сквозными пазами муфты, а затем подачей ниппеля вниз вводят их до упора. Далее ниппель с введенными кулачками поворачивают вправо по радиальным пазам муфты на угол  $90^\circ$  и заряжают подачей кулачков вверх по ее глухим осевым пазам.

В заряженном рабочем положении муфту и ниппель кулачкового разъединителя фиксируют срезными калиброванными штифтами, которые рассчитывают на срез усилием 30–150 кН в зависимости от веса колонны труб и осевой нагрузки при возможной проработке ствола в процессе спуска хвостовика.

Чтобы разомкнуть разъединитель, его ниппельную часть опускают до среза штифтов и смещения кулачков по глухим пазам до упора. Затем ниппель поворачивают влево на угол  $90^\circ$  также до упора и по сквозным пазам движением ниппельной части вверх выводят кулачки из муфты разъединителя. При этом контролируют, чтобы перемещение кулачков вверх не превышало длины несущего патрубка с уплотнителями.

На кулачки действуют осевые срезающие и сминающие нагрузки от бурильных и обсадных труб. Они также воспринимают усилия крутящего момента при вращении труб, когда спуск

хвостовика или секции обсадной колонны сопровождается проработкой ствола.

Кулачки должны выдерживать все воспринимаемые ими нагрузки и не подвергаться деформации, повреждениям или излому.

Прочность кулачкового разъединителя увеличивают, изменяя число кулачков или используя материал повышенной прочности, из которого изготавливают разъединитель.

Разъединитель в собранном виде испытывают на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и проверяют на взаимодействие кулачкового ниппеля с муфтой.

Основные преимущества кулачкового разъединителя – возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин, предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадной перед цементированием, а также использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн. Недостатки кулачковых разъединителей – сложность конструкции и необходимость разгрузки хвостовика или секции обсадной колонны для отсоединения от них бурильных труб.

В замковых разъединителях (рис.12.20) основные части устройства – муфта и ниппель – соединяются между собой запирающимся изнутри замком, который имеет шарообразную или иную форму.

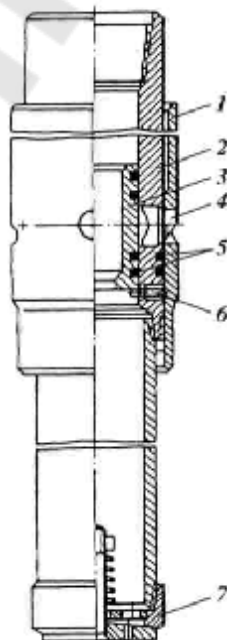


Рис. 12.20 Замковый разъединитель: 1 – муфта; 2 – ниппель; 3 – запорная втулка; 4 – замок; 5 –уплотнения; 6 – срезной штифт; 7 – обратный клапан



Замковые разъединители в отличие от кулачковых позволяют проводить все операции при спуске хвостовика: расхаживание с любой нагрузкой, вращение, промывку, а также цементировать обсадные трубы и отсоединять от них бурильные без разгрузки хвостовика или секций обсадных колонн. Замковый разъединитель является практически неразъемным при любых действующих на него внешних механических нагрузках.

Он работает следующим образом. После окончания цементирования обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который, погружаясь в буровой раствор, достигает седла втулки. Далее в трубах создают избыточное давление, усилием которого штифты срезаются, втулка перемещается в нижнее положение до упора и размыкает замковое соединение.

При последующей подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами падают внутрь разъединителя и отсоединяют бурильные трубы от обсадных. Затем бурильные трубы поднимают из скважины вместе с ниппельной частью разъединителя и находящимися внутри нее втулкой, шаром и замками.

Замковые разъединители позволяют спускать хвостовик или секцию обсадной колонны неограниченной массы в ствол скважины любой конфигурации с наличием осложнений, отсоединять бурильные трубы от обсадных без их разгрузки и расхаживать колонну труб, прикладывая усилия, ограниченные только прочностью труб.

Основной недостаток замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементировочных пробок и получением сигнала «стоп».

Штифтовые разъединители используют в основном при креплении скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн незначительной длины и массой до 5 т, а также при спуске в скважину цементируемых забойных фильтров при малых кольцевых зазорах.

Бурильные трубы соединяют с обсадными с помощью срезных штифтов, которые также являются несущими элементами разъединителя и должны срезаться только при нагрузке, превышающей массу обсадной колонны. Без пакерующего узла штифтовые разъединители не применяют.

Изготовленные штифты с расчетным диаметром  $d_{ш}$ , как правило, проверяют на срез опытным путем с помощью прессы.

Очевидно, что усилие среза должно быть больше веса хвостовика или секции обсадной колонны.

Для комплектования разъединителя штифтами из одного и того же материала изготавливают два комплекта одинаковых штифтов: один – контрольный, который используют при испытании штифтов на срез, а другой – рабочий, который устанавливают в разъединителе.

Штифтовые разъединители также подвергают испытанию на герметичность избыточным давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое рабочее давление.

Как правило, хвостовики и секции обсадных колонн цементируют после предварительного среза штифтов разъединителя.

Бурильные трубы отсоединяют от обсадных после проверки надежности подвески плавной разгрузкой колонны до «собственного веса» бурильных труб.

### **Подвесные устройства**

Существуют три принципиально различающихся способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин:

- на цементном камне;
- на клиньях;
- на опорной поверхности.

Хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают на цементном камне как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины непосредственно в процессе их цементирования.

Основное требование для осуществления этого способа подвески – необходимость обязательного подъема тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Для подвески хвостовиков и секций обсадных колонн, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют однотипные устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

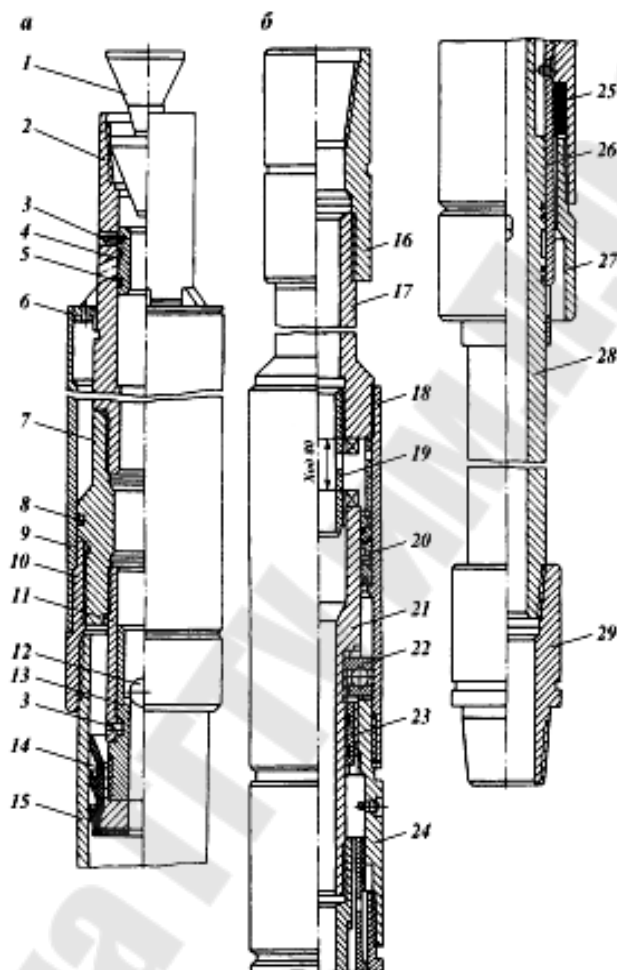
Узел подвески, образующий устройство этого вида, размещают в ниппельной части разъединителя любого типа.

Для данного вида подвесок общими являются следующие конструктивные и эксплуатационные признаки:

- бурильные трубы остаются неподвижными в течение всего процесса крепления скважин и ОЗЦ;

- боковые промывочные отверстия устройств открываются с помощью прокачиваемых по бурильным трубам металлических шаров или резиновых пробок, продавочную жидкость закачивают по расчету и в основном без получения сигнала «стоп».

На рис. 12.21, а изображен общий вид такого устройства.



*Рис.12.21* Устройства для подвески хвостовиков и секций обсадной колонны на цементном камне в обсаженном стволе с резьбовым разъединителем (а) и в необсаженном стволе (б): 1 – управляемая пробка; 2 – удлинитель; 3 – срезной штифт; 4 – запорная втулка; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – крышка; 7 – ниппель разъединителя; 8 – манжета; 9 – раструбная часть разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – несущий патрубок; 12 – шар; 13 – седло; 14 – подвесная разделительная цементирующая пробка; 15 – обсадная труба; 16 – замковая муфта; 17 – переводник корпуса; 18, 24, 25 – соответственно верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 19 – патрубок; 20 – набор манжетных уплотнителей; 21, 28 – верхняя и нижняя секции шпинделя; 22 – упорный подшипник качения; 23 – радиальный подшипник скольжения; 26 – золотник; 27 – нажимная гайка; 29 – замковый ниппель

Подвесное устройство с прокачиваемой пробкой подготавливают следующим образом. В верхний патрубок ниппельной части разъединителя напротив боковых промывочных отверстий вставляют втулку с уплотнительными кольцами и закрепляют ее калиброванными срезными штифтами. Затем полностью соединяют разъединитель и подвергают его гидравлическому испытанию на герметичность. При этом не допускается истечение жидкости через боковые промывочные отверстия.

Далее разъединитель спускают в скважину на глубину до 25 м, прокачивает резиновую пробку, устанавливают характер ее взаимодействия с втулкой, определяют давление для среза штифтов, поднимают разъединитель на поверхность и проверяют состояние подвесного узла. При отсутствии каких-либо повреждений подвесной узел снова подготавливают к работе. При этом устанавливают новые резиновые уплотнители и срезные штифты.

Собранный разъединитель с подготовленным подвесным узлом повторно подвергают опрессовке и затем используют непосредственно при креплении скважин

Если при цементировании хвостовиков или секций обсадной колонны с подвеской на цементном камне применяют металлический шар, то в подготовительные работы включают следующие этапы:

1) спуск устройства в скважину на бурильных трубах на глубину, на которой будет установлена верхняя часть обсадной колонны;

2) промывку скважины с подачей, не превышающей запланированную при закачке продавочной жидкости в процессе цементирования хвостовика;

3) фиксирование значения установившегося давления при промывке с заданным режимом;

4) сбрасывание в трубу металлического шара и прокачивание его при заданной подаче насосов;

5) определение времени движения шара по трубам до момента среза штифтов и давления, при котором были срезаны штифты;

6) подъем устройства из скважины, разборка и проверка его состояния.

Полученные результаты предварительного испытания учитывают непосредственно при выполнении работ по цементированию хвостовика или секции обсадной колонны.

При этом последняя часть продавочной жидкости, равная объему бурильных труб и закачиваемая вместе с шаром, должна нагнетаться в скважину цементирующими агрегатами с той же подачей, которая была при предварительном испытании.

Рекомендуется устанавливать штифты такого диаметра и прочности, чтобы избыточное давление при их срезе на 5–7 МПа превышало рабочее давление при цементировании.

После среза штифтов и открытия боковых промывочных отверстий непрерывно промывают скважину прямой и обратной циркуляцией с максимально возможной подачей цементирующих агрегатов до тех пор, пока не будет удален весь тампонажный раствор, находящийся за бурильными трубами.

Далее периодически промывают скважину до конца срока схватывания тампонажного раствора у верхней границы обсадной колонны, после чего бурильные трубы отсоединяют от обсадных и поднимают на поверхность.

При подвеске хвостовиков и секций обсадных труб, когда нижняя часть бурильной колонны находится в необсаженной части ствола и возникает опасность ее прихвата, применяют устройство, изображенное (на рис.12.21, б). В отличие от других это подвесное устройство многократного действия. Оно позволяет удерживать и цементировать обсадные трубы в растянутом состоянии с применением разделительных пробок, получать сигнал «стоп», вращать бурильную колонну без отсоединения ее от обсадной в течение всего времени ОЗЦ, а также использовать разъединительные устройства любого типа.

Подвеска включает составной корпус, подвешиваемый на бурильных трубах, двухсекционный шпindel, смонтированный внутри этого корпуса на упорном подшипнике качения, радиальный подшипник скольжения, золотник, который перекрывает радиальные отверстия шпинделя, наклоненные к его оси. Верхний торец шпинделя и нижняя часть переводника корпуса оборудованы кулачками, которые при вводе их в зацепление и последующем вращении взаимодействуют и обеспечивают отсоединение бурильных труб от обсадных. Наружная верхняя часть золотника и внутренний выступ средней части составного корпуса имеют трапецеидальную резьбу, на которой при вращении бурильных труб и, следовательно, составного корпуса происходит осевое перемещение золотника из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее. Крайнее нижнее

положение золотника определяется по совпадению его выступающего из корпуса торца с риской на наружной поверхности шпинделя. Корпус устройства заканчивается нажимной гайкой, нижняя часть которой выполнена в виде кожуха, образующего зазор между его внутренней поверхностью и золотником. Гайка одновременно поджимает манжетные уплотнения и направляет поток бурового раствора, прокачиваемого через радиальные отверстия шпинделя.

Тампонажный раствор, поднятый при цементировании выше обсадной колонны, вымывается из скважины через эти отверстия. Упорный шарикоподшипник и подшипник скольжения работают в масляной ванне, которая имеет два закрывающихся пробками отверстия (для подачи масла и выхода воздуха).

Принцип действия подвешного устройства заключается в следующем.

В исходном положении весь поток циркулирующей жидкости проходит через башмак обсадной колонны. После окончания ее цементирования и получения сигнала «стоп» вращением буровой колонны вправо без какой-либо разгрузки приподнимают золотник, открывают боковые промывочные отверстия в подвешном устройстве и вымывают весь тампонажный раствор, поднятый выше обсадных труб. При этом периодически вращают колонну ротором в течение всего времени промывки в период ОЗЦ. Продолжительность и периодичность вращения буровых труб для исключения их прихватов устанавливают в каждом конкретном случае.

После окончания срока схватывания тампонажного раствора циркуляцию жидкости прекращают и колонну буровых труб плавно опускают, пока нагрузка на крюке не станет соответствовать весу буровой колонны. При этом торцовые кулачки подвески входят в зацепление друг с другом, давая возможность вращать ниппельную часть разъединителя и отсоединять буровые трубы от зацементированного хвостовика или секции обсадной колонны.

Подвески типа ЦП также можно использовать при подвешивании хвостовиков и секций обсадных колонн в обсаженной части ствола.

Подготовка подвешного устройства к работе начинается с заполнения масляной камеры маслом, при этом золотник должен занимать крайнее нижнее положение. Для этого в условиях буровой устройство укладывают на мостки вверх отверстиями для ввода смазочного материала, вывинчивают из них пробки и через одно из

этих отверстий заполняют масляную камеру, используя дизельное масло МТ-16.

Затем регулируют положение золотника таким образом, чтобы его выступающий из корпуса торец оказался совмещенным с риской на наружной поверхности шпинделя подвески. Подготовленное устройство опрессовывают водой на давление 22,5 МПа. При этом истечение воды через уплотнения между золотником и шпинделем, а также подтекание масла через манжетные уплотнения между золотником и корпусом не допускаются.

Подготовленную к работе подвеску типа ЦП собирают на мостках с разъединителем, заранее закрепленным на обсадной трубе. Затем собранную систему подают в буровую, закрепляют резьбовые соединения подвески с ниппелем разъединителя машинными ключами, устанавливают сборку на элеватор и вращением части подвески цепным ключом проверяют характер перемещения золотника и его положение относительно боковых промывочных отверстий. При этом подсчитывают число оборотов корпуса. Далее собранную систему снова укладывают на мостки.

После спуска в скважину на заданную глубину хвостовика или секции обсадкой колонны на бурильных трубах приступают к цементировочным работам. При этом вращение бурильных труб должно быть исключено.

В процессе цементирования хвостовика трубы расхаживают для предотвращения их прихвата. После получения сигнала «стоп» избыточное давление в колонне снижают до атмосферного. Устанавливают ведущую трубу и вращением бурильной колонны вправо приподнимают золотник подвесного устройства в крайнее верхнее положение. Затем восстанавливают циркуляцию через боковые промывочные отверстия подвески и промывают скважину, периодически вращая бурильную колонну до полного удаления тампонажного раствора, поднятого над обсадными трубами.

После истечения заданного периода ОЗЦ бурильные трубы подают вниз с разгрузкой до «собственного веса» и одновременной промывкой скважины одним насосом при подаче 10 л/с. При этом кулачки подвески сходятся, давление повышается, и буровой насос останавливают.

Если при креплении скважины применяли резьбовой разъединитель, то последующим вращением бурильных труб вправо их отсоединяют от обсадных, приподнимают над верхней частью

хвостовика, восстанавливают циркуляцию и после непродолжительной промывки подвесное устройство поднимают на поверхность.

После подъема из скважины подвесное устройство промывают водой, очищают, смазывают и хранят под навесом на выкладках. Это устройство можно применять многократно.

На клиньях хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают только в обсаженной части скважины, где практически мал износ внутренней поверхности обсадных труб. Основой принцип этого способа подвешивания заключается в том, что спускаемую часть обсадной колонны заклинивают, вводя клиновидные плашки, расположенные на ее наружной поверхности, в кольцевой межколонный зазор.

Клиновое подвесное устройство устанавливают под разъединителем. Оно служит для цементирования обсадных колонн в растянутом состоянии после отсоединения буровых труб от обсадных. Подвеску на клиньях можно осуществлять при наличии поглощений любой интенсивности. Клиновые подвесные устройства невозможно применять в следующих случаях:

- 1) при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм);
- 2) при спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции;
- 3) при значительном износе внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска; ,
- 4) при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

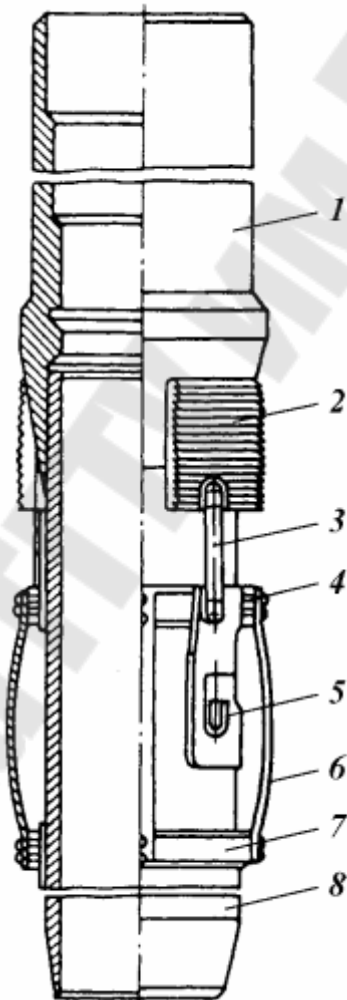
По принципу действия клиновые подвесные устройства подразделяют на механические и гидравлические.

Механическая клиновая подвеска (рис.12.22) состоит из цилиндрического корпуса 8, верхняя часть которого заканчивается муфтой 1 с конусообразной наружной поверхностью, предназначенной для распора при скольжении по ней клиновых плашек. На корпус свободно надет перемещаемый по нему в осевом и радиальном направлениях узел подвески, со стоящий из пружинного арочного центратора 6 и расположенных выше него четырех клиновидных плашек 2, каждая из которых связана с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а



нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт.

Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи – зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы, на участке которой работают клинья и осуществляется подвеска хвостовика. Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет надет центратор с клиновидными плашками.



*Рис. 12.22* Механическая клиновая подвеска в транспортном положении:  
1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина;  
4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный  
центратор; 8 – корпус

Он предназначен для удержания клиньев в транспортном положении при спуске хвостовика или секций обсадной колонны.

Размер центратора должен соответствовать внутреннему диаметру обсадной колонны.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

Клиновое устройство устанавливают на первой трубе под разъединителем в транспортном состоянии с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на необходимую высоту и поворачивают влево. При этом штифт, повернутый совместно с корпусом, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно корпуса подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распертого центратора со стенками обсадной колонны.

Далее колонну плавно подают вниз, конусообразная муфта начинает входить в клиновидные плашки, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.

Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб, вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных и приступают к цементированию подвешенного на клиньях хвостовика.

Принцип работы клинового подвесного устройства гидравлического действия (рис.12.23) заключается в использовании механизма передачи усилий внутреннего избыточного давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновидными плашками подвески. При этом поршень распирает их между конусообразной муфтой и стенками обсадной колонны.

Одновременно колонну труб подают вниз и подвешивают хвостовик на клиньях.

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков или первых секций сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

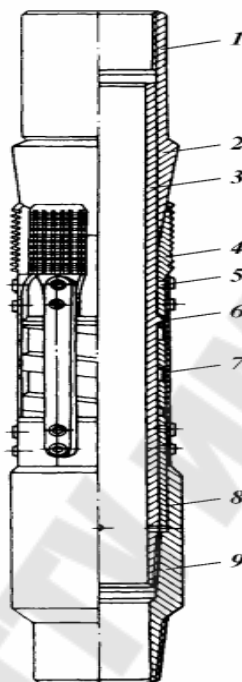


Рис. 12.23 Клиновое подвесное устройство гидравлического действия: 1 – обсадная труба; 2 – конусообразная муфта; 3 – корпус; 4, 7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинная планка центратора; 8 – поршень; 9 – соединительная муфта

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Каждому на указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне эта группа устройств может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. При нарушении этого условия, в

случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает. В связи с этим способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика. При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ним. При достижении кулачками внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, они входят в проточки и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика. Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис.12.24, а) осуществляют с помощью опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков или первых секций сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Каждому на указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

В отличие от подвесок на цементном камне эта группа устройств может быть использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины.

При нарушении этого условия, в случае установки хвостовика или секции обсадной колонны выше намеченной глубины, устройство не дойдет до упора и не сработает.

В связи с этим способ подвески на упоре применяют в тех скважинах, где не наблюдаются случаи преждевременной остановки колонн при их спуске.

При креплении скважины хвостовиком или секцией обсадной колонны необходимо, чтобы глубина скважины была больше глубины установки башмака колонны примерно на 10 м.

Подвеска на упоре в ранее спущенной колонне заключается в применении подпружинивающих кулачков, которыми оборудуется верхняя часть спускаемого хвостовика.

При движении хвостовика вниз кулачки прижимаются к стенкам предыдущей колонны и скользят по ним.

При достижении кулачками внутренних проточек, выполненных в предыдущей колонне, они входят в проточки и обеспечивают зависание спускаемого хвостовика.

Площадь контакта опорных поверхностей такова, что практически обеспечивается подвеска колонны неограниченного веса.

Подвеску спускаемой колонны на верхней части ранее спущенного хвостовика (рис. 12.24, а) осуществляют с помощью опорной втулки, которая имеет периферийные вертикальные каналы для циркуляции жидкости.

Наружный диаметр втулки должен быть больше наружного диаметра зацементированного хвостовика, на котором подвешивают колонну.

Упорную подвеску спускаемого хвостовика в двухразмерной обсадной колонне (рис. 12.24, б) проводят в переходной части труб разных диаметров также с помощью аналогичной втулки.

Чтобы осуществить такую подвеску, необходимо предусмотреть в переводниках для двухразмерных колонн специальную площадку для установки опорной втулки.

Для соединения спускаемых секций обсадных колонн с предыдущими существует несколько разновидностей устройств, обеспечивающих стыковку секций на глубине и образование с их помощью сплошной обсадной колонны.

Соединители подразделяют на устройства для соединения цементируемых и нецементируемых (съёмных) секций обсадной колонны.

Ко всем соединительным устройствам предъявляют следующие основные требования: обеспечение соосности соединяемых секций, проходимости через них долот, а также различных инструментов и приборов; создание надежного герметичного соединения секций обсадных колонн.

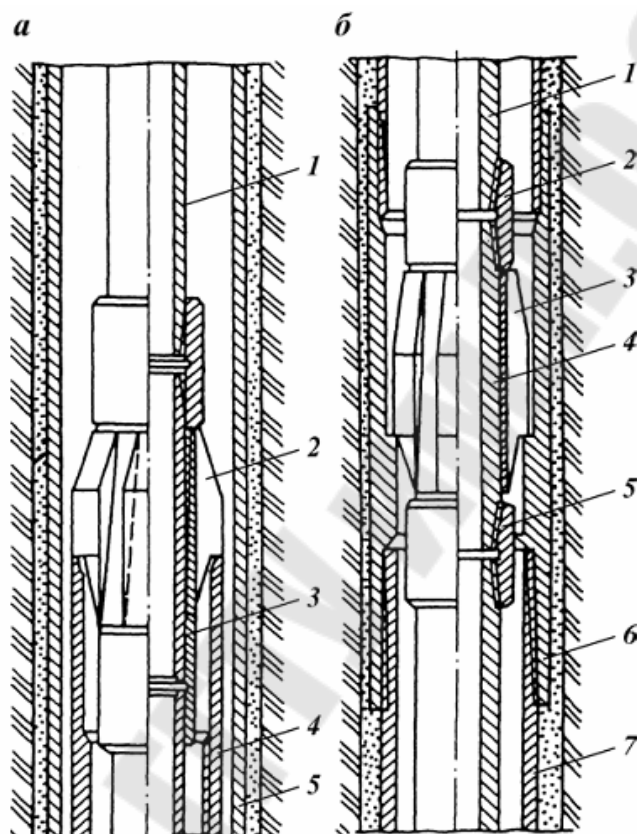


Рис. 12.24 Схема упорной подвески на кулачках: а – спускаемая секция обсадной колонны с упором на верхней части зацементированного хвостовика; 1 – спускаемая секция обсадной колонны; 2 – стопорная втулка; 3 – муфта; 4 – зацементированный хвостовик; 5 – промежуточная обсадная колонна; б – хвостовик на упоре в двухразмерной колонне; 1 – спускаемый хвостовик; 2, 5 – муфты; 3 – опорная втулка; 4 – патрубок; 6 – переводная муфта; 7 – первая промежуточная колонна

Соединители для неразъемного соединения секций оснащены замком, который взаимодействует с раструбом разъединителя.

Секции стыкуются следующим образом. Ниппель соединителя вводят в раструб, предохранительная втулка садится на торец раструба, и индикатор веса показывает «посадку колонны».

При этом усилие разгрузки не должно превышать усилия среза штифтов, удерживающих предохранительную втулку на ниппеле соединителя.

Далее подбирают длину обсадных труб на верхнем конце секции с расчетом, чтобы при конечной глубинной стыковке оставался свободным ход вверх и вниз ее нижнего конца, а вся секция оказалась жестко подвешенной на колонном фланце.

Подобрав нужные по длине трубы с установкой на верхней трубе конусообразной подвесной муфты и заменив ими верх секции, разгружают колонну до момента срезания предохранительной втулки и вывода уплотнений из транспортного положения в рабочее.

При этом на индикаторе веса восстанавливается показание полного веса нецементированной секции.

Измеряя свободный ход, секцию подают вниз до тех пор, пока конусообразная муфта не окажется подвешенной на колонном фланце.

## **12.6 Тампонажные цементы и растворы**

Способность тампонажных цементов после затворения водой к структурообразованию и твердению (превращению в камень) обусловила их применение в качестве тампонажных материалов для цементирования скважин.

Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами цементировочных агрегатов. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием.

Формирование потока тампонажного раствора и «удобоукладываемость» в заколонном пространстве во многом зависят от его реологических свойств.

Реологическую характеристику тампонажных растворов можно существенно улучшить путем применения различных реагентов.

Пригодность тампонажных растворов к прокачиванию для цементирования скважин определяется началом схватывания.

Температура – главный фактор, резко изменяющий сроки схватывания и время загустевания тампонажных растворов. Давление оказывает меньшее влияние. С возрастанием давления от атмосферного до 60 МПа сроки схватывания сокращаются более чем

вдвое. При одновременном воздействии температуры и давления сокращение сроков схватывания еще больше.

**Тампонажные цементы**, из которых изготавливают тампонажные растворы, **можно классифицировать** по следующим признакам:

- 1) вещественному составу;
- 2) температуре применения;
- 3) плотности тампонажного раствора;
- 4) устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод;
- 5) линейным деформациям тампонажного камня при твердении.

**1) По вещественному составу** в зависимости от содержания добавок тампонажные цементы разделяют на 2 группы:

1 – без добавок, 2 – с добавками.

**2) По температуре** применения (°С) тампонажные цементы подразделяют на 7 групп:

- 1 – для низких температур (ниже 15);
- 2 – для нормальных температур (от 15 до 50);
- 3 – для умеренных температур (от 50 до 100);
- 4 – для повышенных температур (от 100 до 150);
- 5 – для высоких температур (от 150 до 250);
- 6 – для сверхвысоких температур (выше 250);
- 7 – для циклически меняющихся температур.

**3) По плотности** тампонажного раствора (кг/м<sup>3</sup>) тампонажные цементы делят на 5 групп:

- 1 – легкие (ниже 1400);
- 2 – облегченные (1400–1650);
- 3 – нормальные (1650–1950);
- 4 – утяжеленные (1950–2300);
- 5 – тяжелые (выше 2300).

**4) По устойчивости** тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод тампонажные цементы разделяют на 5 групп:

- 1 – устойчивые только к хлоркальциево-натриевым водам;
- 2 – устойчивые к сульфатным и хлоркальциево-натриевым водам;
- 3 – устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам;
- 4 – устойчивые к магниальным водам;
- 5 – устойчивые к полиминеральным водам.



**5) – По уровню линейных деформаций** твердеющего цементного камня – тампонажные цементы в зависимости от содержания в них оксидов кальция, магния и дозы гипса, а также гелеобразующих компонентов, влияющих на степень усадки цементного камня, – разделяют на 3 группы:

- 1) – низко-деформационные;
- 2) – средне-деформационные;
- 3) – высоко-деформационные.

Кроме того, для цементирования обсадных колонн в особых условиях применяют тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения используют воду с растворенными солями (до насыщения - рассолами), тампонажные растворы на нефтяной основе, аэрированные тампонажные растворы, органоминеральные композиции (вплоть до исключения минерального компонента), быстросхватывающиеся составы для борьбы с поглощением при бурении скважин и др.

### **12.7 Буферные жидкости при цементировании скважин**

Буферная жидкость – это промежуточную жидкость между буровым раствором, – чаще всего используемым в качестве продавочной жидкости, – и тампонажным раствором, которая способствует повышению качества цементирования скважин и облегчает проведение процесса цементирования. При отсутствии буферных жидкостей в результате коагуляции бурового раствора в зоне его смешения с тампонажным наблюдается рост давления в 1,4–1,8 раза, при этом коэффициент вытеснения бурового раствора не превышает 0,4–0,6.

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

Классификация буферных жидкостей по их свойствам и составу положена в основу действующего ОСТа.

По физическим свойствам буферные жидкости подразделяются на вязкоупругие и вязкие, которые, в свою очередь, делятся на высоковязкие и низковязкие. Большинство буферных жидкостей – низковязкие.

В комплексе мероприятий, повышающих качество цементирования обсадных колонн за счет обеспечения высокой степени вытеснения бурового раствора из колонного пространства и удаления глинистых корок со стенок скважины, одним из основных является использование буферных жидкостей.

По составу применяемые буферные жидкости можно разделить на:

- однофазные;
- двухфазные;
- трехфазные;
- многофазные.

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

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

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

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

Известны буферные жидкости, каждый компонент которых выполняет определенные функции.

Универсальные буферные жидкости, пригодные для широкого использования при всех условиях бурения, отсутствуют, поэтому в отечественной практике применяют следующие виды буферных жидкостей: утяжеленные (на солевой или полимерной основе), комбинированные, аэрированные, эрозионные, незамерзающие, жидкости с низким показателем фильтрации, вязкоупругий разделитель, нефть и нефтепродукты, растворы кислот и воду.

Выбор вида буферной жидкости базируется на лабораторной проверке совместимости ее с конкретными буровым и тампонажным растворами.

При смешении буферной жидкости с буровым раствором не должны повышаться реологические параметры зоны смешения, а смесь ее с тампонажным раствором не должна характеризоваться снижением растекаемости и уменьшением времени загустевания раствора.

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

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

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

При цементировании обсадных колонн в скважинах, пробуренных с использованием буровых растворов на водной основе, не рекомендуется использовать в качестве буферной жидкости нефть или нефтепродукты, так как образующаяся на ограничивающих поверхностях пленка нефти повышает проницаемость контактных зон цементного камня в затрубном пространстве.

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

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

По воздействию на стенки скважины выделяют абразивные и неабразивные буферные жидкости; в составе первых содержатся

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

## **ТЕМА 13 ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ. ЗАКАНЧИВАНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН**

### **13.1 Особенности вторичного вскрытия продуктивных пластов**

В продуктивных горизонтах нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Поэтому вторичное вскрытие продуктивных пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно и с обеспечением сохранности коллекторских свойств вскрываемых пластов.

В этой связи, особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя скважины. При этом важна разработка конструкций забоев скважин, позволяющих эксплуатировать их в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространена конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорируемой в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

### **13.2 Конструкции забоев скважин**

Создание рациональной конструкции забоя скважин – это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов

исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении пластового флюида. Оно предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, выполнение ремонтно-изоляционных и геофизических работ, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих гидродинамическую связь с пластом, и при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющими факторами при выборе конструкции забоя и ее параметров являются— тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близкорасположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением, водонефтяного контакта или газовой шапки.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин (рис. 13.1).

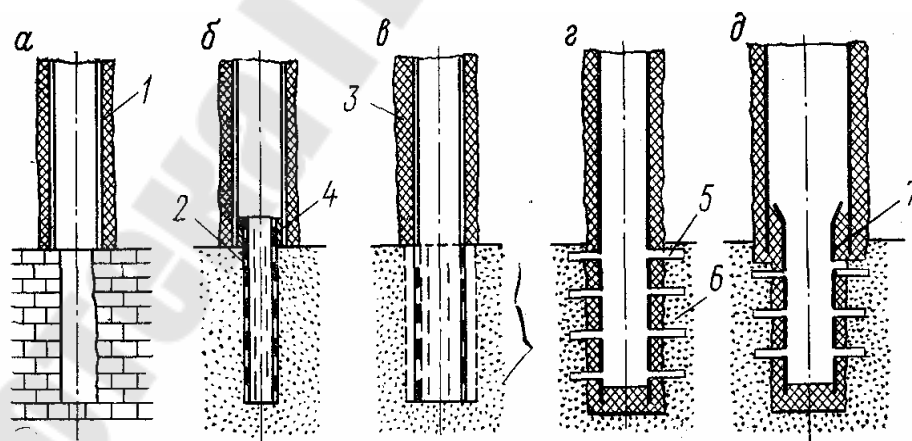


Рис.13.1. Схема конструкции забоев при заканчивании скважины:  
1 – обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 – цементный камень; 4 – пакер; 5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик

Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и

спуском специального фильтра (рис.13.1 б) или хвостовика (рис. 13.1 д). В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются, и водозакрывающая колонна является эксплуатационной (рис.13.1 а).

Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта (рис.13.1 в).

Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов (рис.13.1 г).

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2) При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны.

3) Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

4) Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

5) В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошным цементированием и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

### **13.3 Заканчивание скважин**

После ОЗЦ и разбуривания излишнего цемента эксплуатационная колонна подвергается испытанию на

герметичность двумя способами – избыточным давлением и снижением уровня в скважине.

Избыточное давление при испытании на воде должно быть не менее 20,0 МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>).

Величина депрессии – при снижении уровня до 1000 м составит не менее 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>). Колонна считается герметичной, если при испытании избыточным давлением оно снизилось в течение 30 минут на величину не более 0,50 МПа (5 кгс/см<sup>2</sup>), 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 в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями.

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.

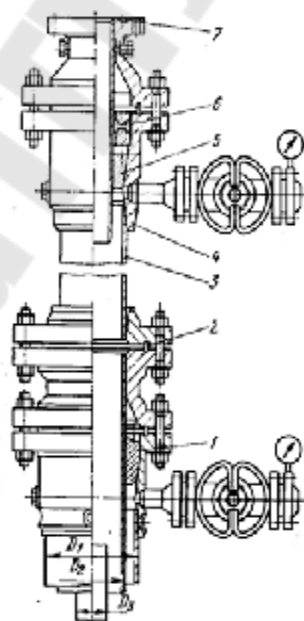


Рис.13.2 Обвязка устья скважины с тремя обсадными колоннами

Фонтанная арматура монтируется так, чтобы был свободный доступ к любой из ее задвижек. Выкидные линии, идущие от фонтанной арматуры к амбару, и 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.

### **Организация работ при испытании 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.

Программы работ по испытанию разведочных и поисковых скважин утверждаются заместителями Генерального директора по бурению и геологии после согласования с «БелНИПИнефть».

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. Один экземпляр плана передается «БелНИПИнефть».

В планах работ на испытания 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.

### 13.4 Перфорация обсадной эксплуатационной колонны

Для вскрытия пластов с целью их эксплуатации или испытания в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации. Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется и пуля с большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора (рис. 13.3).

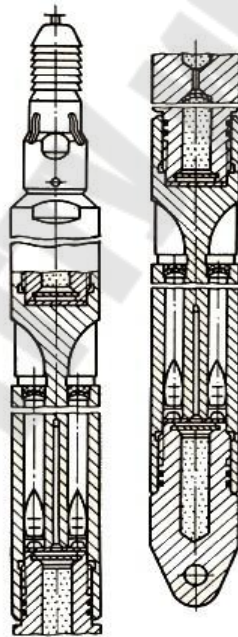


Рис. 13.3 Пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами

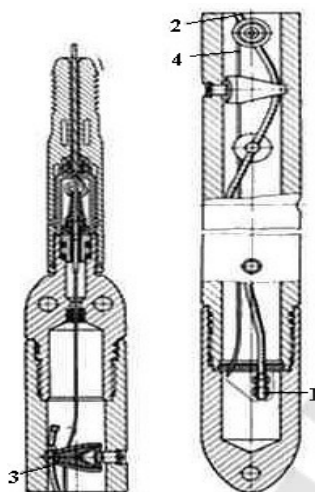
За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6 – 12 отверстий пулями диаметром 11 – 11,5 мм.

Широкое распространение также получила беспулевая перфорация кумулятивными перфораторами.

В этом случае отверстие в колонне создается не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов (рис.13.4).

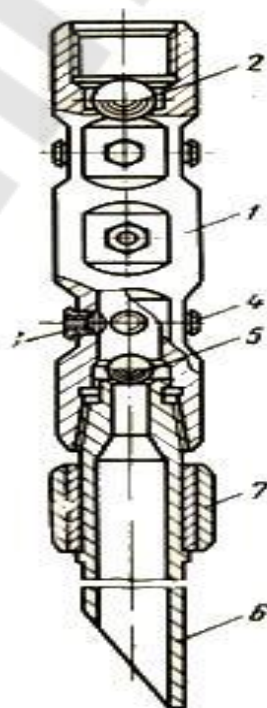
Кумулятивная перфорация является более эффективной и

способствует сохранению целостности цементного камня в заклонном пространстве, уменьшая возможности возникновения перетоков пластовых флюидов.



*Рис. 13.4.* Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК105ДУ: 1 – взрывной патрон; 2 – детонирующий шнур; 3 – кумулятивный заряд; 4 – электропровод

Для улучшения связи скважины с продуктивным пластом может применяться гидropескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел (рис. 13.5).



*Рис. 13.5* Аппарат для пескоструйной перфорации АП-6М: 1 – корпус; 2 – шар опрессовочного клапана; 3 – узел насадки; 4 – заглушка; 5 – шар клапана; 6

– хвостовик; 7 – центратор

При нагнетании в трубы под большим давлением жидкость с песком выходит из сопел с большой скоростью и песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин, имеется возможность регулировать диаметр и глубину отверстий, можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации следует отнести большую стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

После перфорации проводится освоение скважины, т.е. осуществляется вызов притока в нее нефти и газа. Для этого уменьшают давление бурового раствора на забой одним из способов, описанных ниже.

### 13.5 Вызов притока

Движение жидкости из пласта к забою скважины возможно только при соблюдении следующего неравенства:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{заб}} + P_{\text{сопр.}} \quad (13.1)$$

где:  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление;

$P_{\text{заб}}$  – забойное давление;

$P_{\text{сопр}}$  – давление, необходимое для преодоления сил сопротивления движению пластовой жидкости к перфорированной части пласта.

В статическом состоянии забойное давление ( $P_{\text{заб}}$ ) зависит от глубины скважины по вертикали ( $H$ ) и плотности жидкости ( $\rho$ ), которой заполнена скважина:

$$P_{\text{заб}} = H \times \rho \times g \quad (13.2)$$

где:  $H$  – глубина скважины по вертикали, м;

$\rho$  – плотности жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения = 9,81 м/с<sup>2</sup>.

Сопротивления движению жидкости в пласте нередко столь высоки, что при созданной депрессии приток вызвать не удастся. Поэтому мероприятия по вызову притока должны предусматривать как создание депрессии, так и возбуждение пласта одним или несколькими описанными ниже методами.

Создание депрессии в зависимости от геолого-технических характеристик пласта и скважины осуществляют:

– уменьшением плотности жидкости в скважине (заменой бурового раствора на воду, воды на нефть, закачкой в скважину пены, аэризацией);

– снижением уровня (с помощью сваба, компрессора, погружной насосной установки, струйных насосов и другими средствами).

### **Технология вызова притока в скважине**

Вызов притока в скважине необходимо осуществлять следующим образом:

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

Операции по замене бурового раствора на воду производить с помощью цементиловочных агрегатов.

2. Перед началом работ произвести опрессовку водой обвязки цементиловочных агрегатов на полуторкратное ожидаемое давление.

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.

### **Вызов притока путем замещения жидкости в эксплуатационной колонне**

Для вызова притока из пласта путем замещения в эксплуатационной колонне жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью спускают НКТ в скважину до уровня перфорационных отверстий.

В затрубное пространство подают жидкость меньшей плотности насосным агрегатом, вытесняя в колонну НКТ раствор большей плотности.

После того как жидкость с меньшей плотностью достигает забоя и попадает в НКТ, начинает снижаться забойное давление.

Когда давление на забое становится меньше пластового, т.е. создается депрессия на пласт, становится возможным приток жидкости из продуктивного горизонта.

Если продуктивный горизонт образован трещинными породами, то замещение жидкостей в скважине проводят в несколько этапов, причем плотность жидкости замещения на каждом последующем этапе меньше, чем на предыдущем.

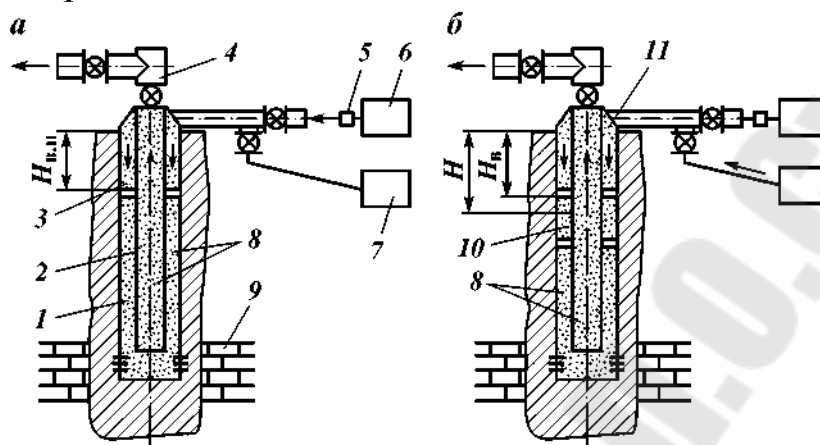
### **Вызов притока с помощью воздушной (газовой) подушки**

Вызов притока таким способом достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине в результате использования энергии сжатого газа.

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством с помощью устьевого оборудования (рис. 13.6).

В затрубное пространство компрессором нагнетают газ, вследствие чего образуется газовая подушка высотой  $H_{в.п.}$ . Потом компрессор отключают и с помощью цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты  $H_{в.}$  Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого газа должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное

пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого газа выбрасывается из скважины.



*Рис.13.6.* Схема вызова притока из пласта методом воздушной (газовой)подушки: а – нагнетание газа компрессором; б – закачивание воды на газовую подушку насосом; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – газ, нагнетаемый компрессором; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат; 8 – вода, заполняющая скважину до начала нагнетания газа; 9 – продуктивный пласт; 10 –газовая подушка; 11 – вода, закачанная на газовую подушку

### **Вызов притока с использованием пусковых клапанов**

Согласно этому методу приток в скважину достигается путем снижения уровня жидкости в трубах за счет ее аэрации и последующего выброса. На колонне НКТ в предварительно рассчитанных местах размещают специальные пусковые клапаны. Используя компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают газ и снижают уровень жидкости. Если уровень жидкости в затрубном пространстве будет ниже уровня размещения клапана на колонне НКТ, то при его открытии воздух из затрубного пространства поступит в колонну и вытеснит жидкость, находящуюся над клапаном.

В случае применения нескольких пусковых клапанов после первого выброса жидкости отверстие в первом клапане перекрывают (например, с помощью канатной техники), а уровень жидкости в затрубном пространстве понижают до уровня размещения следующего клапана.

Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

Клапан следует крепить на 20–25 м выше рассчитанного уровня.

Второй сверху (и последующие) клапаны размещают (сверху-вниз) ниже на расчетной глубине.

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень, обеспечивающий вызов притока в скважину. При определении уровня размещения клапанов уровень жидкости, содействующий притоку в скважину, может быть задан непосредственно через значение депрессии на пласт, которую необходимо создать.

### Вызов притока с помощью струйных аппаратов

Вызов притока с применением струйных аппаратов обеспечивают путем снижения давления в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического. Это значение следует поддерживать на протяжении запланированного времени.

Известно, что в струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергии двух потоков с разными давлениями, в результате чего образуется смешанный поток с переменным давлением. Поток, соединяющийся с рабочим потоком из камеры низкого давления, называют инжектированным. В струйных аппаратах происходит превращение потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектированному потоку.

Во время протекания через струйный аппарат выравниваются скорости потоков и снова происходит превращение кинетической энергии смешанного потока в потенциальную.

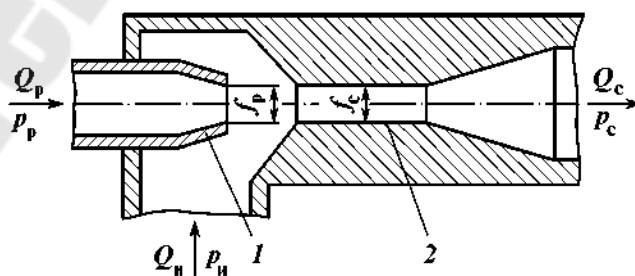


Рис.13.7. Схема струйного аппарата

Основные элементы струйного аппарата (рис. 13.7) – сопло 1 (рабочая насадка) и приемная камера 2 с диффузором. За счет

процессов трения рабочее давление снижается, поток  $Q_p$  смешивается с инжектированным потоком  $Q_i$  и на выходе струйного аппарата получаем смешанный поток  $Q_c$ .

Схема размещения струйного аппарата в скважине предполагает его установку в колонне НКТ с пакером. Буровой раствор подается по колонне труб к рабочей насадке аппарата. Расход рабочей жидкости равен расходу поверхностных насосов. Далее поток проходит через камеру смешения аппарата с диффузором и через затрубное пространство направляется к устью скважины. Инжектированный поток (пластовая жидкость) по всасывающей линии направляется в камеру смешения аппарата, где смешивается с рабочим потоком. Всасывающая линия образована находящейся ниже аппарата колонной труб.

В расчете режима работы струйного аппарата используют безразмерную характеристику, полученную на основании применения закона сохранения количества движения в характерных сечениях струйного насоса.

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента инжекции.

### **Поинтервальное снижение уровня жидкости в скважине**

В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750–800 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то допускают НКТ на определенную глубину или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 м<sup>3</sup>/мин) время продувки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытании глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный метод постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие



недостатки:

- 1) во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления;
- 2) пусковые давления, возникающие перед продувкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт;
- 3) скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий. В связи с этим такой метод применяют крайне редко.

### **Снижение уровня жидкости в скважине поршневанием (свабированием)**

Уровень жидкости в скважине снижают с помощью специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.

Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.

Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате с помощью лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100–300 м под уровень жидкости и с максимальной возможной скоростью поднимают, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения притока пластового флюида.

### **Вызов притока из пласта методом аэрации**

Методом аэрации можно постепенно увеличивать депрессию до любого заданного значения. Суть процесса аэрации заключается в постепенном снижении плотности жидкости в затрубном пространстве и насосно-компрессорных трубах вследствие одновременного нагнетания в скважину определенного количества сжатого воздуха (газа) и воды (нефти). Двигаясь вниз по кольцевому пространству, рабочий агент, смешанный с жидкостью, дополнительно сжимается под весом столба жидкости, пока не достигнет башмака НКТ. Дойдя до башмака труб, пузырьки рабочего агента попадают из затрубного пространства в НКТ и, постепенно расширяясь, отдают полученную ими энергию, вследствие чего

жидкость поднимается, при этом одновременно снижается ее плотность внутри НКТ. С увеличением закачки сжатого рабочего агента депрессия плавно увеличивается, вследствие чего в скважину в определенный момент поступает из пласта его флюид.

До начала вызова притока необходимо выполнить следующие работы:

1) спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой с ПАВ (если в ней был буровой раствор);

2) башмак колонны НКТ должен быть установлен на 5–10 м выше верхних отверстий перфорации обсадной колонны;

3) устье скважины оборудуют полным комплектом фонтанной арматуры крестового или тройникового типа и приводят в рабочее состояние;

4) на верхней рабочей струне фонтанной арматуры устанавливают штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения избыточной депрессии на пласт или избыточного противодействия в период работы скважины для ее очистки;

5) обвязываются со скважиной цементировочный агрегат и компрессор.

Схема однорядного лифта при аэрации изображена на рис.13.8.

Сжатый воздух, подаваемый компрессором (или газ из газопровода высокого давления), смешивается с водой в аэраторе, опрессованном давлением 15 МПа.

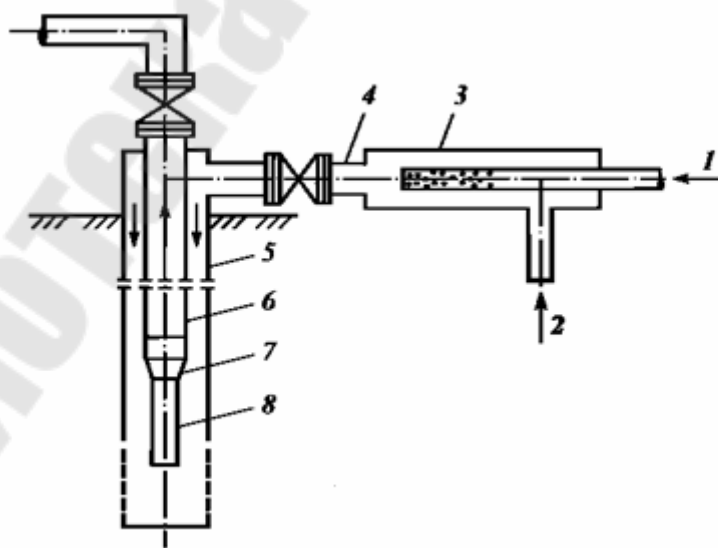


Рис.13.8 Схема однорядного лифта при аэрации: 1,2 – линии подачи

соответственно газа и жидкости; 3 – смеситель; 4 – задвижка; 5 – обсадная колонна; 6,8 – НКТ; 7 - переводник

Для успешного создания аэрации подбирают такое соотношение между количеством подаваемой в единицу времени жидкости и сжатого воздуха (газа), чтобы обеспечить движение пузырьков до башмака НКТ без образования воздушной подушки.

В целях контроля за качественным проведением аэрации на нагнетательной линии должен устанавливаться расходомер воздуха (или газа). При подаче воды необходимо, чтобы скорость нисходящего потока смеси была больше скорости всплытия пузырьков воздуха. Последняя принимается в пределах 0,15–0,30 м/с. Если это условие не выполняется, то пузырьки воздуха будут всплывать, образуя воздушную подушку в затрубном пространстве, что приведет к срыву процесса аэрации.

Кроме того, необходимо следить, чтобы давление на преодоление гидравлических потерь и разности плотности жидкости (смеси) в трубах и затрубном пространстве в сумме не превышало максимального давления, развиваемого компрессором.

Практически процесс аэрации необходимо начинать при подаче воды 4,5 – 5,5 л/с (в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и НКТ диаметром 73×60 мм) и при подаче воздуха 120 – 130 л/с (7,5 м<sup>3</sup>/мин) компрессором УКП-80.

Процесс аэрации всегда надо начинать при заполненной жидкостью скважине. Если уровень жидкости в скважине был снижен с помощью какого-либо метода, а приток не получен, то перед аэрацией скважину опять необходимо заполнить жидкостью.

Сначала в работу включают цементируемый (промывочный) агрегат для определения давления в нагнетательной линии при оптимальной подаче жидкости. Это давление не должно превышать 4,0 – 4,5 МПа. Потом подключают компрессор, и давление в нагнетательной линии возрастает (приблизительно на 1,0 – 1,5 МПа за счет увеличения скорости потока).

С этого момента начинается первый этап аэрации. По мере нагнетания воды и воздуха давление в затрубном пространстве постепенно возрастает, достигая определенного значения, и некоторое время держится на одном уровне.

Повышение давления объясняется тем, что при движении вниз циркулирующей смеси плотность жидкости в НКТ в начальный период превышает плотность смеси в кольцевом пространстве,

вследствие чего создается дополнительное давление. Когда аэрированная смесь достигает башмака и проходит внутрь НКТ, разность плотностей постепенно исчезает, а давление опять падает. Если во время закачки аэрированной жидкости давление на нагнетательной линии начнет превышать рабочее давление компрессора (газа в коллекторе), то необходимо увеличить подачу жидкости или на некоторое время отключить компрессор (закрыть газ).

Воздух (газ) из смеси попадает в НКТ и вызывает выброс жидкости.

Плотность смеси в трубах постепенно уменьшается, и давление в нагнетательной линии падает. С момента начала падения давления уменьшают подачу жидкости, для чего агрегат переводят на первую скорость, а потом его останавливают, оставляя работать компрессор.

Для контроля за увеличением депрессии необходимо измерять количество вытесненной из скважины жидкости объемным или другим способом.

В момент снижения давления в затрубном пространстве пласт может начать работать. Это становится заметно по повышению давления на буфере и в затрубном пространстве.

При работе пласта скважину переключают на запасную линию или через тройник на ней для отработывания, после чего струю направляют на рабочую линию через штуцер.

При отсутствии притока из скважины в момент первого падения давления процесс аэрации продолжают.

После появления нефти и газа скважину сдают в эксплуатацию, а вышку передвигают на несколько метров для бурения очередной скважины куста или перетаскивают на следующий куст.

### **13.6 Гидродинамические методы исследования скважин**

#### **Назначение гидродинамических методов исследования скважин**

Современные гидродинамические методы исследования нефтяных скважин дают возможность получать важнейшие параметры пласта, на основании которых осуществляются процессы добычи, составляются технологические проекты разработки, проводится анализ текущего состояния разработки месторождений. В результате гидродинамических исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины, величины пластовых и забойных давлений, коэффициентов

продуктивности, устанавливаются связи между скважинами по пласту и между пластами. Исследования, как правило, имеют действенную силу, когда их выполняют систематически, а результаты обрабатывают по методикам, наиболее соответствующим процессам в реальном пласте.

Все существующие промысловые гидродинамические методы исследования скважин можно подразделить на две большие группы.

**К первой группе относятся** методы исследования скважин при установившемся режиме их эксплуатации.

**Вторая группа включает** в себя методы исследования при неустановившемся режиме работы скважин, известные в нефтепромысловой практике под общим названием исследования скважин по кривым восстановления давления (уровня).

В результате проведения гидродинамических исследований тем или иным методом определяются фильтрационные параметры пласта и скважины, а именно: гидропроводность, комплексный параметр, коэффициент продуктивности.

**Коэффициент продуктивности показывает,** какое количество жидкости в сутки дополнительно добывается из скважины при снижении на ее забое давления на 0,1МПа. При проведении комбинированных исследований и применении специальных методик обработки результатов исследований можно определить скин-эффект.

**Скин-эффект – это гидродинамический параметр,** характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной. Причинами скин-эффекта являются гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта, загрязнение околоскважинной зоны, прочие нелинейные эффекты (турбулентное течение, разгазирование, сжатие скелета горной породы и т. д.).

### **Проведение гидродинамических исследований в скважине**

Гидродинамические исследования в скважине производят с целью определения оптимального дебита и диаметр штуцера. Общий диаметр штуцера рекомендуется выбирать, исходя из следующего условия:

$$D_{об} = \sqrt{2D_{ств}} \quad (13.3)$$

### **13.7 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.

### **13.8 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.

Регламентировано время, по истечении которого после приема скважины на баланс скважина должна быть введена в действие. Для фонтанных скважин:

$$T = 8 \times k_1 \times k_2 \quad (13.4)$$

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными или погружными электронасосами:

$$T = 16 \times k_1 \times k_2 \quad (13.5)$$

где:  $k_1$  и  $k_2$  – коэффициенты, учитывающие климатические условия района и кустовой метод строительства соответственно (выдают плановые отделы).

Перед демонтажом бурового оборудования в скважину, как правило, закачивают жидкость глушения, 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 такие жидкости, которые не ухудшают проницаемость пласта, имевшуюся 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 получения дополнительной добычи продукции – время испытания и освоения скважин следует совмещать.

### **13.9 Передача скважины в эксплуатацию**

Законченная испытанием нефтяная скважина передается нефтегазодобывающему управлению (НГДУ) для эксплуатации в следующем порядке:

- 1) По окончании работ, предусмотренных проектом строительства данной скважины, подрядчик (УБР) в пятидневный



срок представляет НГДУ акт передачи и исполнительную документацию на скважину;

2) Одновременно законченную строительством скважину подрядчик предъявляет комиссии НГДУ, в работе которой принимают участие представители Госгортехнадзора, санэпидемстанции, охраны природы и военизированного инженерного отряда.

3) 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.

4) Разногласия по приемке скважин между НГДУ и УБР рассматриваются комиссией, назначенной приказом по объединению.

5) До сдачи скважины в эксплуатацию все буровое оборудование должно быть демонтировано и размещено на трассе перетаскивания или в одном месте (отведенной под скважину территории).

6) 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).

7) 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.

8) В отдельных случаях по договоренности с НГДУ сооружение площадки может быть выполнено после сдачи скважины в эксплуатацию.

9) 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».

## ТЕМА 14 ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

### **Определение и виды осложнений в скважине**

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.

### **Виды осложнений в скважинах**

В процессе проводки скважин возможны разные виды осложнений, в частности :

- обвалы пород,
- поглощения промывочной жидкости,
- нефте-, газо- и водопроявления (НГВП),
- прихваты бурильного инструмента, аварии,
- осложнения при цементировании скважин
- искривление скважин.

### **Характеристики и причины возникновения различных видов осложнений**

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

- значительное повышение давления на выкиде буровых насосов;
- резкое повышение вязкости промывочной жидкости;
- вынос 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:

- промывка облегченными жидкостями;
- 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.);
- повышение структурно-механических свойств промывочной жидкости (добавкой жидкого стекла, поваренной соли, извести и т.п.).

**Нефте- газо-, и водопроявления (НГВП)** 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 нефте-, газо-, и водопроявлений, относятся:

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

### **Прихваты**

1) Прихваты, возникающие у стенки скважины под действием перепада между гидростатическим и пластовым давлениями (дифференциальные прихваты), возможны при использовании бурового раствора с глинистой фракцией в своем составе и наличии прижимающей силы, обусловленной нормальной составляющей веса труб, расположенных в зоне нахождения проницаемых отложений (песчаников, известняков и т.п.).

Этот вид прихватов возникает вследствие оставления колонны труб в неподвижном состоянии на определенное время, в течение которого поверхность труб соприкасается с фильтрационной коркой, постепенно уплотняющейся и принимающей на себя действие перепада давления. Обычно при возникновении этого вида прихватов циркуляция бурового раствора сохраняется.

Интенсивность дифференциального прихвата зависит от проницаемости породы, величины избыточного давления, характеристики бурового раствора, физико-механических свойств

глинистой корки, искривления ствола скважины, конфигурации сечения ствола, размеров и конфигурации колонн труб, продолжительности неподвижного контакта колонны труб с глинистой коркой.

2) Прихваты, возникающие вследствие заклинивания колонны труб, характерны для зон сужения ствола скважины и вызываются сработкой долот по диаметру в твердых породах; пластическим течением глин; набуханием поверхностного слоя пород, слагающих стенки скважины; резким изменением оси ствола скважины; неосторожным спуском более жестких компоновок в скважину, ранее бурившуюся менее жесткими компоновками; а также интенсивным нарастанием фильтрационных корок; обвалообразованием и др. Как правило, такие прихваты происходят при спуске колонны бурильных труб и характеризуются ее разгрузкой.

3) Прихваты, возникающие вследствие сужения ствола скважины, обусловленного неудовлетворительным качеством бурового раствора (высоких значений вязкости, СНС, водоотдачи - при малой плотности) и недостаточной скоростью восходящего потока).

Данные виды прихватов возможны по всему стволу скважины.

4) Прихваты, возникающие вследствие желобообразования в стволе скважины, которые характеризуется появлением мгновенных больших затяжек при подъеме бурильной колонны.

Попытки освободить ее приложением растягивающих нагрузок – приводят к еще большему затягиванию колонны бурильных труб в желобную выработку.

Циркуляция бурового раствора после возникновения прихвата восстанавливается легко, однако это не способствует освобождению колонны прихваченных труб.

Образование желобов происходит в результате поступательного и вращательного движения бурильной колонны, особенно на участках перегиба ствола скважины.

Желоба образуются во всех породах, однако, заклиники бурового инструмента происходят, главным образом, в более крепких породах (песчаниках, известняках, мергелях и т.п.), поэтому в интервалах залегания таких пород они наиболее опасны.

Характерными признаками желобной выработки являются затяжки бурильной колонны, приуроченные к одному и тому же интервалу пробуренного ствола скважины.

Интенсивность желобообразований зависит от:

- а) степени искривления ствола и темпов его изменения;
- б) частоты и скорости продольных перемещений колонны труб при спуско-подъемных операциях, промывках, проработках.
- в) конструкции элементов бурильной колонны, особенно замков.

Величина желобных выработок пропорциональна величине и продолжительности воздействия вышеуказанных факторов.

Желоба создают не только опасность заклинок, но и способствуют возникновению других видов технологических нарушений за счет снижения скорости восходящего потока, создания застойных зон, увеличения площади контакта колонн со стенкой скважины.

5) Прихваты, обусловленные сальникообразованием, возникают, в основном, при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых пород, на которых формируется толстая фильтрационная корка.

Сальник представляет смесь вязкой глинистой массы с частицами выбуренной породы. В зависимости от содержания воды, сальники могут обладать различной степенью эластичности. Как правило, они имеют высокую механическую прочность и трудно поддаются разрушению.

Сальник вызывает тяжелые прихваты элементов бурильной колонны, заканчивающиеся во многих случаях ее торпедированием с оставлением части колонны труб в скважине и необходимостью ее перебуривания.

Подъем бурильных труб с сальником очень часто – вследствие «поршневания» ствола скважины – вызывает газонефтеводопроявления, поглощение бурового раствора и обвалы стенок скважины и т.п.

Характерные признаки образования сальников следующие:

- падение механической скорости бурения при несработавшем долоте;
- появление затяжек при отрыве от забоя;
- появление затяжек при подъеме или посадках при спуске долота;
- возрастание давления в нагнетательной линии на 1 – 1,5 МПа.

В отдельных тяжелых случаях (при непринятии своевременных мер) образование сальников сопровождается резким повышением давления при отрывах долота от забоя или при подходе к забою, иногда закупорками кольцевого пространства, вызывающие срабатывание предохранительных клапанов, или гидроразрывы пластов с частичной или полной потерей циркуляции.

Образуются сальники при бурении, расширке и проработке. Этому способствуют:

- загрязненность ствола скважины выбуренной породой при его неудовлетворительной промывке;
- несоответствие параметров бурового раствора (вязкость, СНС, водоотдача, рН и др.) значениям, установленным ГТН и проектом;
- недостаточная очистка бурового раствора от выбуренной породы и шлама;
- слипание частиц породы и фильтрационной корки;
- спуск бурильной колонны до забоя без промежуточных промывок и проработок ствола или недостаточное и некачественное их проведение;
- длительное бурение в глинистых отложениях без периодического отрыва долота от забоя;
- несоответствие типа долота проходимым породам;
- бурение турбобуром при больших утечках через уплотнение вала шпинделя;
- ступенчатость ствола скважин, уширение, каверны, желоба;
- негерметичность бурильной колонны (нарушение режима промывки забоя);

Прихваты, вызванные сальникообразованием характерны для отложений меловой, юрской, триасовой, пермской и каменноугольной систем.

б) Прихваты, возникающие вследствие нарушения устойчивого состояния ствола скважины, приурочены к интервалам обвалообразования и осыпей, а также пластического течения пород, слагающих стенки скважин.

а) Обвалы пород характерны для отложений глинистого комплекса и отличаются внезапностью, особенно перемятых, тектонически нарушенных, сильно трещиноватых и склонных к набуханию пород.

В процессе бурения, при промывке, обвалы сопровождаются резким повышением давления, приводящим в ряде случаев к гидроразрывам пластов и поглощениям; интенсивным затяжкам и обильному выносу кусков обвалившейся породы; недохождением долота до забоя.

В некоторых случаях обвалообразование возникает в результате поглощения бурового раствора со снижением уровня, и, как следствие, снижения противодействия в затрубном пространстве.

б) Признаками осыпей пород являются:

- вынос во время промывки скважины осколькошатаго шлама;
- посадки и затяжки бурильной колонны, затруднения при спуске долота без проработок и интенсивных промывок;
- повышенное давление в нагнетательной линии при бурении и проработках, сопровождающееся иногда поглощением бурового раствора.

в) Признаками пластичного течения горных пород также являются:

- посадки и затяжки бурильной колонны, затруднения при проведении СПО без дополнительных проработок и интенсивных промывок.

Обвалообразования (а) и осыпи (б) связаны с циклическими колебаниями гидростатического и гидродинамического давлений в процессе бурения скважины; значительными величинами горного давления; недостаточным противодействием на стенки скважины; несоответствием параметров бурового раствора горно-геологическим условиям бурения скважин; длительным оставлением пробуренных интервалов без крепления обсадными колоннами; нарушением прочности и устойчивости стенок фильтратом бурового раствора.

Проявление пластических течений (в) пород (в основном, соленосных отложений) обусловлены недостаточными противодействиями, несоответствием типа бурового раствора составу пород, а также влиянием термодинамических процессов.

7) Прихваты, связанные с заклиниванием колонн посторонними предметами (упавшими с устья скважины или находившимися в стволе и не проявлявшими себя ранее), как правило, возникают мгновенно, ликвидировать их расхаживанием и установкой ванн обычно не удается. Возникновение таких прихватов возможно по всему стволу скважины.

8) Прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки скважины, характеризуются постепенным повышением давления при промывке, появлением затяжек, постепенным прекращением циркуляции.

Нарушения режима промывки приводит к накоплению осадка из частиц шлама или утяжелителя в затрубном пространстве и трубах, а иногда - и к поглощениям бурового раствора.

Одной из причин подобных аварий могут быть промоины в колонне бурильных труб, хорошо прослеживаемые по снижению давления при циркуляции раствора и изменению температуры выходящего раствора.

Другой причиной в ряде случаев, может быть, например, флокуляция и выпадение в осадок используемого в качестве утяжелителя – барита, что становится заметным при восстановлении циркуляции и промывке.

9) Прихваты испытателей пластов при опробовании скважины в процессе бурения следует отнести в особую категорию.

В большинстве случаев прихват испытателей пластов происходит ниже пакера, т.е. в зоне, где создается высокая депрессия на пласт, способствующая обвалу пород; при этом не исключена возможность накопления в этой зоне осадка из частиц шлама и утяжелителя при интенсивном притоке пластового флюида.

10) Прихват бурильной колонны в обсаженном стволе.

Причинами прихвата бурильной колонны в обсаженном стволе могут быть:

- спуск долота без промывки в интервал незатвердевшей тампонажной смеси или осевшего утяжелителя и скоагулированного раствора после цементирования колонны, установки моста или исправительного цементирования;

- выпадение осадка или обрушение корки при разбурировании цемента в колонне.

Следует иметь в виду, что приведенное распределение прихватов по видам осуществлено по наиболее вероятным признакам или совокупностям признаков их возникновения. В реальных условиях взаимодействие различных факторов и процессов не приводит к возникновению прихвата только определенного вида. Так, при остановке колонны труб (например, при заклиниваниях в суженных частях ствола или желобных выработках) начинается процесс прихвата вследствие действия перепада давления, а при



прекращении циркуляции – осаждение частиц шлама, утяжелителя и т.п.

Следовательно, процессы, происходящие в скважине при прихвате инструмента, взаимосвязаны и осложняют явления, дополняя друг друга. По сочетаниям конкретных ситуаций и признаков обычно удастся определить причины происшедшего прихвата и способы его ликвидации.

### **Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов**

1) Конструкцию скважины следует выбирать, исходя из недопустимости совместного вскрытия горизонтов с взаимоисключающими аномальными градиентами пластового давления и перекрытия интервалов, бурение которых связано с необходимостью преодоления различных по природе осложнений (поглощения, флюидопроявления, нарушения устойчивости стенок скважин).

2) Буровой раствор для бурения в каждом конкретном интервале необходимо выбирать, исходя из особенностей геологического строения скважин, технологической и экономической рациональности.

3) Каждая буровая должна быть оснащена полевой лабораторией оборудованной приборами по контролю свойств буровых растворов, применяющихся при бурении скважин

4) В зависимости от вскрываемого разреза необходимо использовать несколько типов буровых растворов.

5) Правильно выбранный тип бурового раствора позволяет достичь соответствия его состава и свойств конкретным геолого-техническим условиям бурения, что сводит к минимуму нарушения устойчивости пород и проявления других осложнений, а также необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов, оптимизирует расход материалов и химреагентов для бурения в определенных интервалах.

6) Тип и качество бурового раствора, режим промывки скважины и расход химреагентов для обеспечения необходимых параметров раствора должны соответствовать требованиям геолого-технического наряда (проекта) при четко организованной системе контроля и управления его свойствами и регламентирование

технологии промывки скважин в процессе бурения и восстановления скважин.

7) Смазочную способность бурового раствора необходимо поддерживать за счет ввода смазочной добавки ЗГВ-205 ТУ ВУ 600125053.028-2005, которая предназначена для повышения смазочной способности пресных и соленасыщенных буровых растворов, регулирует коэффициенты трения и липкости различных по составу буровых растворов и является надежным средством для предупреждения прихвата инструмента вследствие воздействия дифференциального давления.

8) При бурении скважины необходимо строго контролировать и регистрировать в специальном журнале следующие параметры бурового раствора: плотность (по ВРП-1); условную вязкость (по ВБР-1); водоотдачу за 30 минут (по ВМ- 6); статическое напряжение сдвига, через 1 и 10 минут (прибором СНС- 3 или ВСН-3); толщину фильтрационной корки (по прибору Вика); содержание твердой фазы в растворе; показатель рН среды.

9) Очистку буровых растворов от выбуренной породы производить исправными виброситами, гидроциклонными установками и другими средствами регулирования количества твердой фазы.

10) Для предупреждения возникновения дополнительного гидродинамического давления при спуске бурильной колонны в скважину рекомендуется производить промежуточные промывки.

11) Возобновлять циркуляцию следует одним насосом при вращении колонны бурильных труб.

12) С целью предупреждения прихватов, которые могут быть вызваны поглощением бурового раствора, необходимо уменьшать гидродинамическое давление, ограничив скорость спуска колонны бурильных труб.

13) Запрещается углублять скважину при движении колонны труб с затяжками (посадками), вызванными осыпями, обвалами, пластической деформацией пород, утолщенными фильтрационными корками на проницаемых поверхностях ствола скважины. Дальнейшее углубление скважины разрешается после ликвидации осложнения тщательными проработками и регулированием свойств бурового раствора.

14) Во избежание прихватов колонны труб в случае поглощения необходимо:

- поднять колонну бурильных труб в башмак обсадной колонны с непрерывным доливом.
- поднять долото в башмак колонны или в безопасную зону с непрерывным доливом и постоянным наблюдением за уровнем, навернуть обратный клапан.
- при возникновении перелива на устье подъем бурильной колонны прекратить, навернуть обратный клапан и закрыть превентор. Дальнейшие работы производить по утвержденному плану работ.

15) При бурении высокопроницаемых пород и интервалов, склонных к осложнениям (осыпи, обвалы, сальникообразования и др., кроме условий) отрывы долота от забоя производить не реже, чем через 0,5 часа. При бурении в нормальных условиях - не реже, чем через 1 час.

16) Во избежание прихватов из-за резкого изменения оси скважины необходимо:

- исключить применение нецентрированного устьевого оборудования, погнутых бурильных труб, УБТ и ведущих бурильных труб;
- не допускать отклонений от проектного профиля скважины;
- осевые нагрузки на долото выбирать в зависимости от углов залегания пластов и чередования крепких и мягких пород;
- осуществлять своевременный и качественный контроль за искривлением скважины;
- выявлять геофизическими способами на каждой разбуриваемой площади интервалы залегания и мощности крепких прослоев горных пород;
- тщательно изучать материалы бурения законченных скважин для выработки мероприятий по предупреждению искривлений;

17) Для бурения продуктивных отложений с аномально низкими пластовыми давлениями во избежание проявления дифференциальных прихватов, необходимо использовать слабоминерализованный буровой раствор с минимально возможной плотностью. При этом не следует допускать превышения плотности и водоотдачи бурового раствора свыше значений, предусмотренных ГТН (проектом).

18) При бурении скважин в интервалах залегания проницаемых пород рекомендуется поддерживать минимальными зенитные углы и азимуты искривления ствола скважины, контролируя пространственное положение скважины периодическими замерами его инклинометром. Типы компоновок низа бурильной колонны определять с учетом конкретных условий бурения. При этом руководствоваться требованиями ГТН

19) При бурении в высокопроницаемых породах надсолевого комплекса (меловых, юрских, пермских, данковских), межсолевых и подсолевых отложениях для уменьшения фактической площади контакта труб и инструмента со стенками скважин рекомендуется в компоновке низа бурильной колонны применять утяжеленные бурильные трубы с профильным поперечном сечением (квадратные, круглые с канавками на поверхности), УБТ со специальными центрирующими втулками УБТ квадратного сечения со специальными гранями - КУБТ – СГ переводники центраторы, в том числе и упругие центрирующие противоприхватные промежуточные опоры (центраторы лопастные, спиральные, КЛС). Применение полноразмерных центраторов, УБТ большого диаметра и т.п. допускается только в том случае, если они не вызывают другие осложнения.

20) При появлении затяжек бурильной колонны, приуроченных к одному и тому же интервалу, следует произвести замеры каверномером и профилемером с целью определения конфигурации желобной выработки.

21) Интервалы желобных выработок следует прорабатывать расширителем, установив под ним хвостовик из утяжеленных бурильных труб длиной 300 – 400 м с долотом. При этом, во избежание их развинчивания, нужно обращать особое внимание на тщательность крепления резьбовых соединений в трубах, расположенных ниже расширителя. Для проработки в мягких и средней прочности породах применяются лопастные расширители, а в крепких породах – шарошечные.

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

**Осложнения, возникающие, при цементировании скважин подразделяются на:**

- а) осложнения, связанные с подготовкой ствола скважины;
- б) осложнения, связанные с недостаточно качественным обследованием ствола скважины перед цементированием;
- в) осложнения, связанные с потерей циркуляции при цементировании;
- г) осложнения, связанные с преждевременным схватыванием и загустеванием цементного раствора;

1) При недостаточно тщательной и несвоевременной проработке ствола скважины или ее отсутствии, на стенках скважины остаются или возникают места посадок, а при некачественном глинистом растворе образуется глинистая корка с налипшим шламом.

2) Ствол скважины сужается, и пространство между колонной и стенкой значительно уменьшается, в некоторых случаях до нуля. Сужение заколонного пространства способствует возникновению больших давлений при прокачивании цементного раствора и иногда приводит к невозможности восстановления циркуляции цементного раствора.

3) Для предупреждения осложнений, связанных с сужением ствола, необходимо тщательно проработать ствол скважины перед спуском обсадной колонны. Целесообразно чтобы скорость движения раствора при этом была более 1 м/с, вязкость бурового раствора не превышала 50 с , а СНС за 10 мин не выше 130–170 мг/см<sup>2</sup>.

4) Неправильный учет объема каверн может стать причиной недоподъема или переподъема цементного раствора, следствием чего в первом случае является наличие нескольких непокрытых горизонтов, а во втором – повышения давления при прокачивании цементного раствора.

5) Недоучет размеров каверн приводит также к уменьшению скорости подъема цементного раствора в заколонном пространстве и, как следствие , к недостаточному вытеснению бурового раствора. Каверны (особенно если они имеют относительно большую протяженность) способствуют образованию застойных зон и могут стать каналом прорыва пластовых вод.

6) В практике цементирования наблюдаются случаи потери циркуляции раствора и невозможности ее восстановления. Основная причина этого – поглощения раствора вследствие разрыва пластов, что обусловлено следующим:

- значительным фактическим превышением плотности цементного раствора над буровым, что приводит к увеличению

давления на пласт. Одним из основных мероприятий по профилактике этого вида осложнений является применения облегченных цементных растворов, плотность которых незначительно превышает плотность буровых растворов;

- созданием больших скоростей восходящего потока цементного потока в заколонном пространстве, что приводит в общем случае к возрастанию давления на стенки скважин, а при наличии «слабых» пластов – к их гидроразрыву.

- низким качеством бурового раствора, главным образом высоким значением СНС.

7) Во многих случаях наряду с приближением плотности цементного раствора к плотности бурового необходимым требованием для обеспечения качественного проведения цементирования является понижение скорости движения цементного раствора в заколонном пространстве до значения скорости глинистого раствора в процессе последней промывки скважины.

8) При цементировании мелких скважин определяющее значение для исключения возможности возникновения гидроразрыва имеет разница удельных весов растворов, и чем она выше, тем больше вероятность гидроразрыва пластов;

9) В практике вид осложнений, связанный с преждевременным загустеванием или схватыванием цементного раствора встречается довольно часто. Однако в большинстве случаев трудно установить, связан ли он с загустеванием или схватыванием цементного раствора, так как в промысловых условиях затруднительно разграничить время начала его загустевания и начала схватывания. Тем не менее во многих случаях вполне очевидно, что начало схватывания раствора не наступило, и повышения давления при прокачивании может быть объяснено его резким загустеванием.

10) Загустевание цементных растворов объясняется при прочих равных условиях непосредственным химико – минералогическим составом цемента. В портландцементе колебания химико–минералогического состава относительно велики, что несущественно в строительной практике, но имеет важное значение при цементировании скважин с температурами, близкими к 100о С и выше. Основная роль при этом играет повышенное содержание трехкальциевого алюмината.

11) В некоторых случаях загустевание цементного раствора может быть объяснено водоотдачей цементного раствора.

Данный вид осложнений наиболее часто возникает при установке мостов, проведения повторного цементирования, а также в тех случаях, когда не имеется условий для удаления глинистой корки.

12) При наличии глинистой корки водоотдача цементного раствора низка, а при высоких температурах, когда раствор быстро схватывается, глинистая корка может пропустить незначительное количество фильтрата.

13) Во всех случаях следует снижать водоотдачу цементных растворов.

#### **14.1 Определение и причины возникновения аварий**

**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.

##### **Причины возникновения аварий**

Аварии при бурении и ремонтно-восстановительных работах в скважинах могут быть вызваны:

- несоблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин (ЕТП) и рабочего проекта на строительство скважины, СТП и регламентов по проведению технологических операций;
- нарушением требований правил, инструкций и регламентов по ведению буровых и ремонтных работ, а так же планов работ на проведение технологических операций при бурении и ремонтно-восстановительных работах (РВР) в скважине;
- проведением сложных ремонтно-восстановительных работ с созданием высоких осевых нагрузок и крутящих моментов на инструменты, относящихся к работам с повышенной степенью производственного риска;
- несвоевременным проведением профилактических технико-технологических мероприятий, направленных на предотвращение аварий;
- сложными условиями работы бурильного инструмента при действии на него высоких знакопеременных нагрузок;

- некачественным изготовлением оборудования или инструментов – его производителем.

Началом аварии считается момент ее возникновения, хотя обнаружена она может быть и позже, а окончанием аварии - момент восстановления нормальных условий для продолжения процесса бурения, достижения глубины прежнего забоя, крепления или запланированных технологических операций при проведении ремонтно-восстановительных работ.

Для удобства анализа, разработки мер предупреждения и ликвидации аварий, осложнений и брака в работе при бурении и ремонтно-восстановительных работах в скважинах - все они разделены на виды, внутри которых сгруппированы много раз повторяющиеся, схожие и существенно не отличающиеся между собой аварии.

### **Классификация аварий**

Аварии при бурении и ремонтно-восстановительных работах (РВР) в скважинах классифицируются по следующим видам:

- аварии с породоразрушающим, ловильным и технологическим инструментом;
- аварии с гидравлическими забойными двигателями (ГЗД);
- аварии с бурильными колоннами (ведущая труба, бурильные трубы, УБТ, ЛБТ) и их элементами (переводники, центраторы, калибраторы и др.);
- аварии с обсадными колоннами или элементами их оснастки при спуске обсадных колонн;
- неустраняемые прихваты бурильных, обсадных колонн и колонн НКТ;
- аварии при креплении обсадных колонн и установках цементных мостов;
- прочие аварии, вызванные падением в скважину вкладышей ротора, роторных клиньев, челюстей ключей АКБ, ручных инструментов, приспособлений или их частей, используемых при работах на устье скважины или над ним;
- прочие аварии, вызванные прихватом или оставлением в скважине приборов, кабеля, шаблонов, грузов, перфораторов, торпед и других устройств, применяемых геофизических исследованиях скважин и вспомогательных работах в скважине;
- аварии с колоннами НКТ и штанг или их элементами;



- аварии с насосами ШГН или ЭЦН.

#### **Аварии с колонной бурильных труб, НКТ или штанг**

К авариям с колонной бурильных труб, НКТ или штанг относятся: поломки в теле трубы или сварном шве; разъединение или слом резьб бурильных, ведущих и утяжеленных труб; калибраторов, центраторов, стабилизаторов; соединительных муфт, замковых элементов (ниппеля и муфты) и переводников, обрыв или отвинчивание штанг, приведших к падению в скважину этих элементов бурильной колонны, НКТ или штанг.

К ним также относятся такие аварии, при которых полностью потеряна подвижность инструмента, и не восстанавливается даже после приложения к ней максимально допустимых нагрузок (с учетом запаса прочности).

#### **Аварии с породоразрушающим и технологическим инструментом**

К авариям с породоразрушающим, ловильным и технологическим инструментом относятся: оставление в скважине долот, расширителей, фрезеров, ловильного и другого технологического инструмента или их частей.

#### **Аварии с ГЗД**

К авариям с ГЗД относятся: поломка узлов турбобуров или винтовых двигателей, с оставлением их полностью или их элементов в скважине в результате разъединения с бурильной колонной или поломки.

#### **Аварии с обсадными колоннами**

К авариям с обсадными колоннами относятся: разъединение по резьбовым или сварным соединениям спускаемых обсадных труб, а также разрыв их по телу; падение обсадных труб и колонн в скважину; смятие обсадных труб при спуске их в скважину; прихваты обсадных колонн.

#### **Аварии при креплении скважин**

К авариям при креплении скважин и установках цементных мостов относятся: прихват заливочных труб цементным раствором, неотсоединение заливочных труб от прихваченных потайных колонн.

**Не относятся к авариям** при бурении и ремонтно-восстановительных работах в скважине: поломки и повреждения наземного бурового и энергетического оборудования; поломки спуско-подъемного оборудования буровой установки, фонарей вышек, полное или частичное разрушение и (или) падение буровых вышек (мачт); обрыв и падение талевого системы на буровых установках и агрегатах-подъемниках для ремонта скважин, порядок расследования и учета которых установлен техническими нормативно-правовыми актами (ТНПА) МЧС РБ.

**Не относятся также к авариям** в бурении: «потери» ствола при соблюдении требований единых технических правил (ЕТП) ведения работ при строительстве скважин, рабочего проекта на строительство скважины, планов работ на проведение технологических операций в процессе запланированных буровых работ и другие технологические упущения, не вызывающие проведения ловильных работ в скважине.

**Работы по ремонту и замене вышедшего из строя оборудования относятся к ремонтным работам.**

## **14.2 Работы по ликвидации аварий при бурении и ремонтно-восстановительных работах в скважинах**

### **Работы по ликвидации аварий при бурении**

К работам по ликвидации аварий при бурении новых и восстанавливаемых скважин относятся:

- ловильные работы;
- освобождение прихваченного в скважине инструмента (расхаживание и отбивка инструмента, установка нефтяных, водяных, соляно-кислотных ванн и др.);
- фрезерование;
- проходка новым стволом вследствие оставшегося неизвлеченным из скважины инструмента; моментом окончания этих работ считается проходка новым стволом до глубины прежнего забоя;
- исправление нарушенных обсадных колонн или неудачного цементирование.

### **Работы по ликвидации аварий при ремонте скважин**

К работам по ликвидации аварий при ремонтно-восстановительных работах в скважинах относятся:

- ловильные работы;

- освобождение прихваченного в скважине технологического инструмента или НКТ, спущенного в скважину при проведении ее капитального или текущего ремонта (расхаживание и отбивка инструмента, установка нефтяных, водяных, соляно-кислотных ванн и др.);

- фрезерование посторонних предметов и пр.;
- разбуривание сверхнормативных по высоте цементных стаканов в колонне;
- ликвидация повреждений колонны, происшедших при текущем или капитальном ремонте скважины.

### **14.3 Самопроизвольное искривление скважин**

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

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 самопроизвольного искривления скважин являются геологические, технические и технологические факторы.

1) К геологическим факторам искривления скважин относятся:

- наличие в разрезе скважин крутопадающих пластов;
- частая смена и перемежаемость горных 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 (негоризонтальное) 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.

### **Меры по предотвращению самопроизвольного искривления скважин**

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

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

Кроме того, необходимо:

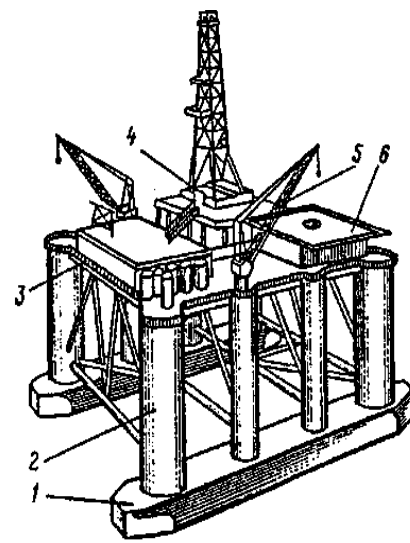
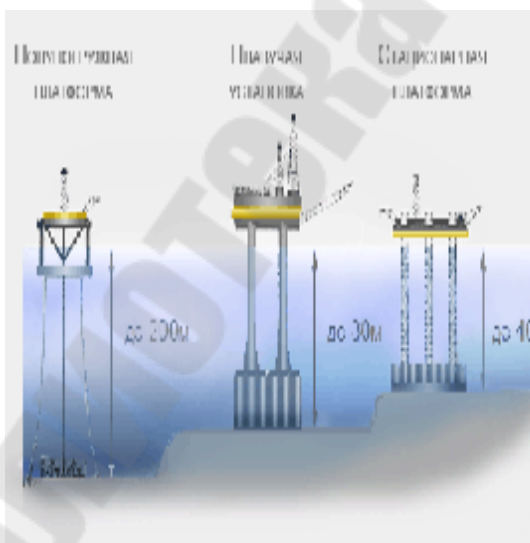
- монтаж бурового оборудования проводить в соответствии с техническими условиями;
- тип долота выбирать в соответствии с типом разбуриваемых горных пород, не отступая от требований ГТН;
- снижать нагрузку на долото до пределов, не уменьшающих технико-экономическую целесообразность и т.д.

## **ТЕМА 15 БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МОРЕ**

### **15.1 Общие сведения**

В настоящее время на долю нефти, добытой из морских месторождений, приходится около 30 % всей мировой продукции, а газа – еще больше. Как люди добираются до этого богатства (рис.15.1).





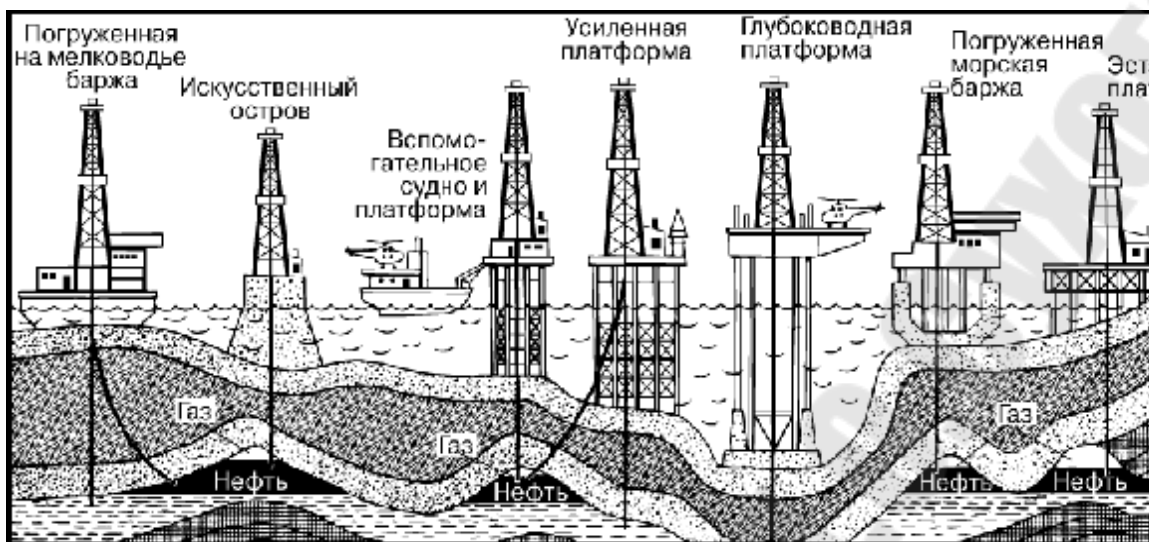


Рис.15.1. Виды морских буровых установок и буровых судов

Самое простое решение – на мелководье забивают сваи, на них устанавливают платформу, а на ней уже размещают буровую вышку и необходимое оборудование.

Другой способ – «продлить» берег, засыпав мелководье грунтом. Так, в 1926 г. была засыпана Биби-Эйбатская бухта в районе Баку и на ее месте создан нефтяной промысел.

В 1949 г. в Каспийском море в 40 км от берега была пробурена первая в СССР нефтяная скважина в открытом море. Так началось создание города на стальных сваях, названного «Нефтяные Камни». Однако сооружение эстакад, уходящих на многие километры от берега стоит очень дорого. Кроме того, их строительство возможно только на мелководье.

Значительные объемы потребляемой в мире нефти добывают в море и по прогнозам, добываемая на морских нефтепромыслах нефть в ближайшие годы составит не менее 50 % объема мирового потребления. По оценке специалистов, велики перспективы добычи нефти и газа на шельфах СНГ, в акваториях Северного моря, США и других стран.

Факторы, определяющие эффективность морского бурения, представлены на (рис.15.2).

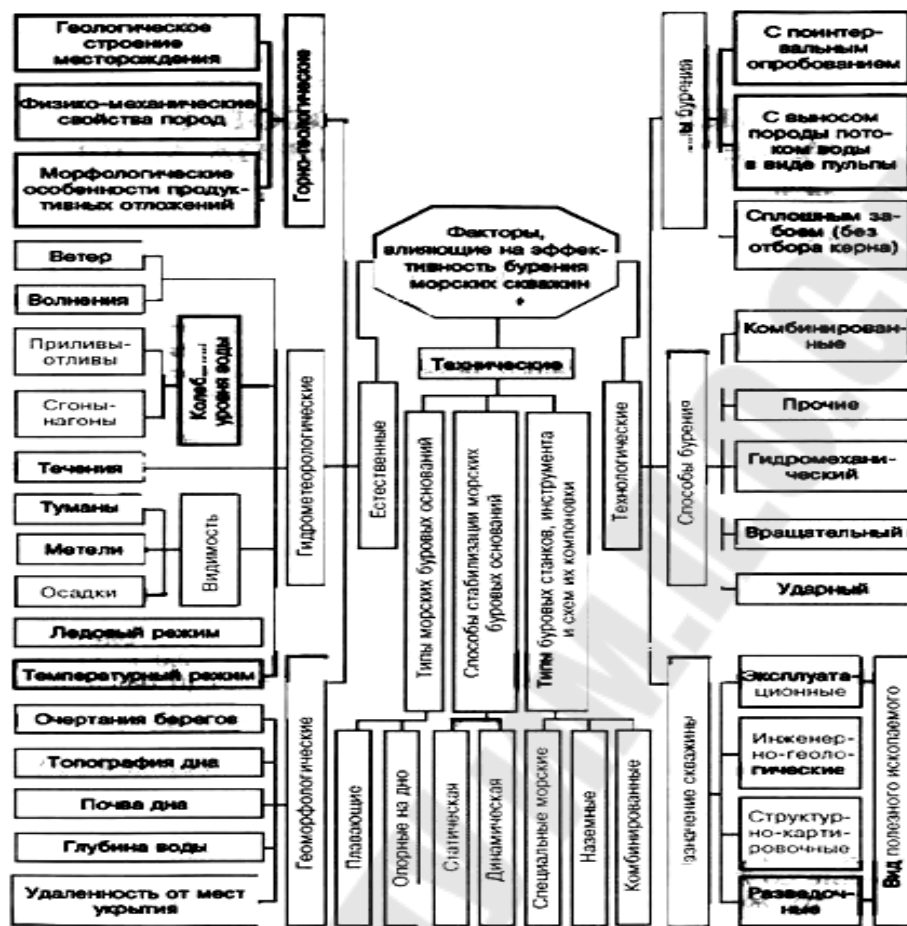


Рис.15.2. Факторы, влияющие на эффективность морского бурения

С ростом глубин моря на участках морского бурения рост материальных затрат на строительство морских скважин значительно возрастает (рис.15.3).

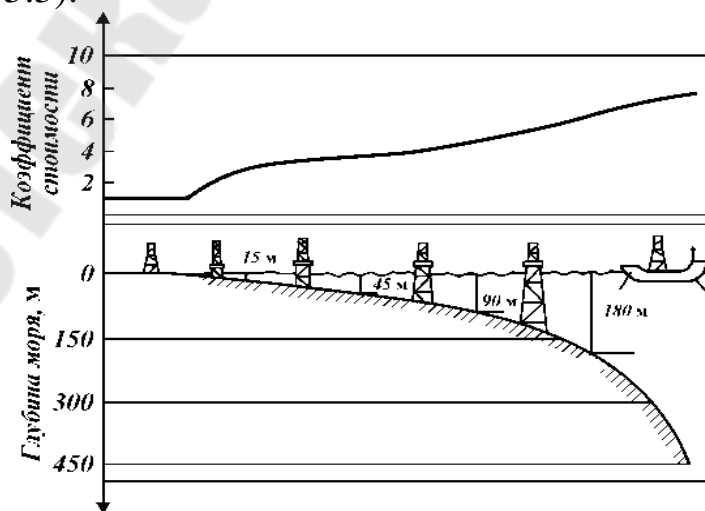


Рис.15.3. Зависимость материальных затрат от глубины моря при морском бурении

При бурении нефтяных и газовых скважин в глубоководных районах морей и океанов использовать стационарные платформы технически сложно и экономически невыгодно. Для этого случая созданы плавучие буровые установки, способные самостоятельно или с помощью буксиров менять районы бурения.

### **Виды буровых платформ для морского бурения**

Различают самоподъемные буровые платформы, полупогружные буровые платформы и буровые платформы гравитационного типа.

**1) Самоподъемная буровая платформа** представляет собой плавучий понтон с вырезом, над которым расположена буровая вышка. Понтон имеет трех-, четырех- или многоугольную форму. На ней размещаются буровое и вспомогательное оборудование, многоэтажная рубка с каютами для экипажа и рабочих, электростанция и склады. По углам платформы установлены многометровые колонны-опоры.

В точке бурения с помощью гидравлических домкратов колонны опускаются, достигают дна, опираются на грунт и заглубляются в него, а платформа поднимается над поверхностью воды. После окончания бурения в одном месте платформу переводят в другое.

Надежность установки самоподъемных буровых платформ зависит от прочности грунта, образующего дно в месте бурения.

**2) Полупогружные буровые платформы** применяют при глубинах 300 – 600 м, где неприменимы самоподъемные платформы. Они не опираются на морское дно, а плавают над местом бурения на огромных понтонах. От перемещений такие платформы удерживаются якорями массой 15 т и более. Стальные канаты связывают их с автоматическими лебедками, ограничивающими горизонтальные смещения относительно точки бурения.

Первые полупогружные платформы были несамоходными, и их доставляли в район работ с помощью буксиров. Впоследствии платформы были оборудованы гребными винтами с приводом от электромоторов суммарной мощностью 4.5 тысяч кВт.

Недостатком полупогружных платформ является возможность их перемещения относительно точки бурения под воздействием волн.

**3) Буровые платформы гравитационного типа** являются более устойчивыми. Они снабжены мощным бетонным основанием,



опирающемся на морское дно. В этом основании размещаются не только направляющие колонны для бурения, но также ячейки-резервуары для хранения добытой нефти и дизельного топлива, используемого в качестве энергоносителя, многочисленные трубопроводы.

Морское дно в месте установки гравитационных платформ должно быть тщательно подготовлено. Даже небольшой уклон дна грозит превратить буровую в Пизанскую башню, а наличие выступов на дне может вызвать раскол основания. Поэтому перед постановкой буровой «на точку» все выступающие камни убирают, а трещины и впадины на дне заделывают бетоном.

Все типы буровых платформ должны выдерживать напор волн высотой до 30 м, хотя такие волны и встречаются раз в 100 лет.

### **15.2 Особенности бурения скважин на акваториях**

Организация бурения, подготовительные работы к бурению, оборудование устья и некоторые другие работы в море имеют свои особенности.

Функции бурения в условиях моря и суши эквивалентны. Однако имеется ряд отличий, которые связаны с конструкцией верхней (подводной) части скважин, забуриванием из стволов, оборудованием устья противо-выбросовыми устройствами, консервацией скважины и другими техническими и технологическими особенностями.

В настоящее время выполняются организационно-подготовительные работы нескольких видов, результатом которых является устройство места установки бурового оборудования:

- возведение искусственных сооружений в виде дамб и эстакад, отделяющих часть акватории с последующей засыпкой (различными способами и материалами);
- намыв и укрепление отдельных островов;
- строительство эстакад с размещением на них целых поселков;
- сооружение буровых платформ погружного, полупогружного и других типов;
- использование специальных судов с заякоренными устройствами;
- намораживание на ледяных покровах толстого прочного слоя льда и другие.

На искусственных островах или основаниях монтируется буровое оборудование для бурения скважин разной глубины и различного назначения. С учетом значительной стоимости возведения искусственных сооружений ведется кустовое бурение. Тип основания определяется глубиной моря и характером ее изменения, метеорологическими условиями, глубиной залегания продуктивного объекта и др. Основными особенностями при бурении морских скважин являются метеорологические условия (особенно в северных морях) и глубина моря.

СНГ является пионером морской нефтегазодобычи. Уже в 40-х годах прошлого века на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусственных насыпных островов. Сегодня на Каспии построен целый город. Протяженность эстакад достигла 350 км, а число отдельно стоящих в море стационарных платформ - более 250.

Морское бурение в районе о. Артема (Азербайджан) стало возможным после осуществления по методу Н.С. Тимофеева работ по установке и цементированию трубчатых металлических свай. Метод состоял в том, чтобы забурить шурфы глубиной несколько метров, вставить в них металлические трубы и далее закачать цементный раствор в трубы и поднять его в затрубное пространство шурфа. Н.С. Тимофеевым было предложено бурение наклонных скважин с оснований.

Позже Б.А. Рагинский предложил крупноблочную систему свайного основания, заготовительные и сварочные работы для которой проводились на суше; в море велся только монтаж конструкций. Эти конструкции в свое время получили распространение в Азербайджане и Дагестане.

С 1978 г. введены в работу стационарные платформы для бурения при глубине воды 110-120 м.

Позже вместо стационарных платформ практически на всех акваториях используются плавучие буровые установки («Сиваш», «Оха», «Хакури», «Шельф», «Каспморенефть» и т.д.). На Баренцевом море с 1981 г. началось разведочное бурение с буровых судов. Первыми такого рода судами были «Валентин Шашин», «Виктор Муравленко» и «Михаил Мирчинк».

В мировой практике производства буровых работ в море определились направления по созданию плавучих буровых средств (ПБС), в которых учитывают такие факторы, как глубину моря, состояние грунта, ледовую обстановку, цель бурения и т.д.

## **Классификация плавучих буровых средств (ПБС)**

В настоящее время ПБС классифицируют по способу их установки над скважиной в процессе бурения, выделяя две основные группы (классы): опирающиеся при бурении на морское дно и проводящие бурение в плавучем состоянии.

К первой группе относят плавучие буровые установки (ПБУ) самоподъемного и погружного типов (СПБУ), а ко второй - полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30-120 м. СПБУ самоподъемного типа имеют большой запас плавучести, буксируются совместно с оборудованием, инструментом и материалами к точке бурения. При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт, корпус поднимается по опорам и фиксируется на расчетной высоте над уровнем моря. СПБУ погружного типа применяют в основном на мелководье. В результате заполнения водой нижних корпусов установки они погружаются на дно моря. Рабочая платформа находится над поверхностью воды.

ППБУ в основном применяют для бурения поисковых и разведочных скважин в акваториях при глубинах моря от 100 до 300 м и более.

БС имеют высокую маневренность и скорость перемещения и поэтому они применяются для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря 1500 м и более.

Основные состояния ПБС зависят от класса и назначения: перегона на новую точку, установки на точке работ, бурения и снятия с окончанием бурением скважины.

Перегон СПБУ бывает двух видов: короткий (переход) с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительный - буксировка на дальние расстояния за пределы разведанного района.

ППБУ перегоняют и буксируют с ограничением по погодным условиям. По окончании транспортировки ППБУ наводят на точку бурения и в соответствии со схемой развозят якоря и якорные цепи.

## **ТЕМА 16 БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН**

### **16.1 Общие сведения**

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

**Буровая установка (БУ)** представляет собой комплекс различных функционально взаимосвязанных машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций, основных и вспомогательных работ при строительстве скважины.

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

### **Составные части современных буровых установок**

Современные буровые установки включают в себя следующие составные части:

1) буровое оборудование (талевый механизм, насосы, лебедка, вертлюг, ротор, привод, топливомаслоустановка, дизель-электрические станции, пневмосистема);

2) буровые сооружения (вышка, основания, сборно-разборные каркасно-панельные укрытия);

3) оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спускоподъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

4) циркуляционная система и оборудование для приготовления, очистки и регенерации промывочного раствора (блок приготовления, вибросита, песко-, ила- и глиноотделители, буровые и подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и промывочного раствора);

5) манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

б) устройства для обогрева блоков буровой установки (теплогенераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для разводки теплоносителя).

7) Контрольно-измерительные приборы (КИП).

## **16.2 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 бурильной и обсадных колонн (т.е. нагрузка на крюке), повышаются затраты мощности на вращение бурильной 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.

### **Буровые установки первого параметрического ряда**

Эти буровые установки предназначены 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);
- на прицепе (П).

### **Буровые установки второго параметрического ряда**

Эти буровые установки предназначены 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).

### **Буквенные обозначения в шифрах БУ глубокого бурения**

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

- Д – дизельные;
- 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.

### 16.3 Основные функции буровой установки

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

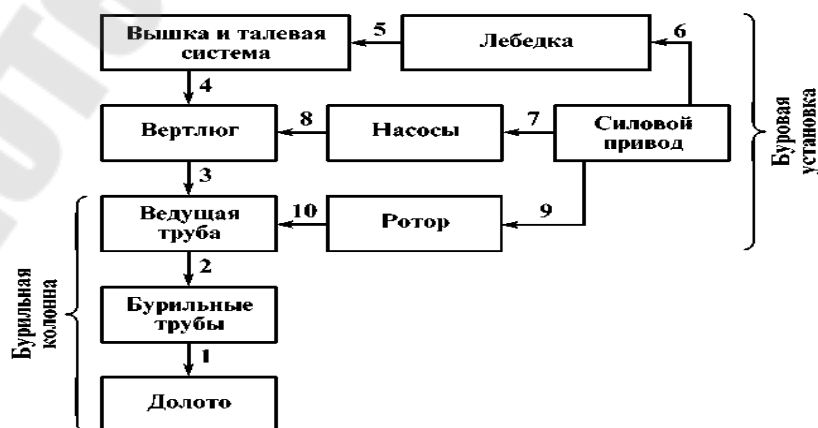
**Грузовая функция** охватывает все работы по перемещению тяжелых инструментов в стволе скважины или удержания их на весу. К этим работам относятся: спуск в скважину или подъем из скважины бурильной колонны (спуско-подъемные операции), поддержание на весу бурильной колонны во время бурения, спуск в скважину 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

Функциональная схема БУ представлена на (рис.16.1).



*Рис.16.1.* Функциональная схема буровой установки: 1 – переводник и центратор; 2, 3 – переводники ведущей трубы и вертлюга; 4 – крюк; 5 – ведущая ветвь каната; 6, 7, 9 – трансмиссии лебедки и ротора; 8 – линия высокого давления; 10 – вкладыши ротора

### **Функциональные технологические цепочки БУ**

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);
- силовой привод 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.

### **Методы монтажа буровых установок**

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.

### **Общая схема монтажа БУ и ее оборудования**

Общая схема монтажа БУ и ее оборудования производится в соответствии с принятым для данных конкретных условий планом 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.

В общем случае (рис.16.2) в центре буровой вышки 1 располагают ротор 3, а рядом с ним – лебедку 2. За ней находятся буровые насосы 19, силовой привод 18, площадка горюче-смазочных материалов 11, площадка для хранения глинопорошка и химреагентов 9 и глиномешалка 17. С противоположной стороны от лебедки находится стеллаж мелкого инструмента 14, стеллажи 5 для укладки бурильных труб 4, приемные мостки 12, площадка отработанных долот 7 и площадка ловильного инструмента 10 (его используют для ликвидации аварий). Кроме того, вокруг буровой размещаются: хозяйственная будка (мастерская) 8, инструментальная площадка 6, очистная система 15 для использованного бурового раствора и запасные емкости 16 для хранения бурового раствора, реагентов и воды.

После этого последовательно монтируют талевый блок с кронблоком, вертлюг и ведущую трубу, присоединяют к вертлюгу напорный буровой рукав. Далее проверяют отцентрированность вышки: ее центр должен совпадать с центром ротора. Несовпадение не должно превышать 100 мм.

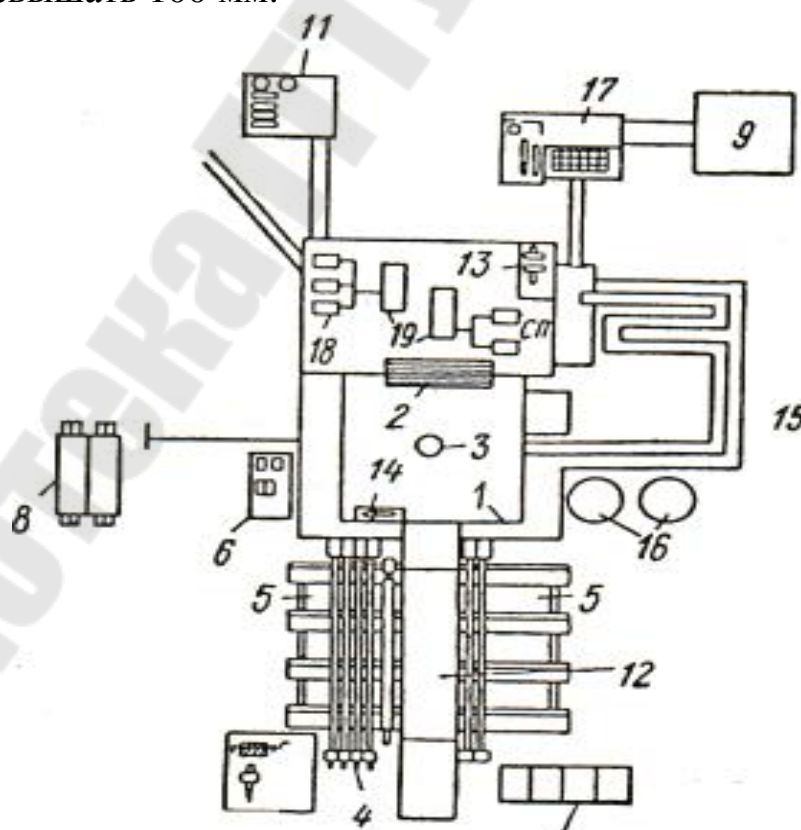


Рис. 16.2. Типовая схема (в плане) размещения оборудования, инструмента, запасных частей и материалов на буровой

### **1) Буровая вышка монтируется:**

- либо при помощи специальных 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 установки вышки на фундаменты или платформы ее укрепляют растяжками, затем устанавливают подъемную лебедку, оборудуют направлением устье скважины.

**2) Силовой блок** для привода лебедки и ротора, трансмиссионную систему, систему шинно-пневматических муфт и гидротормоза, пульт управления. монтируют следующим этапом. Лебедку оснащают талевым канатом, другой конец которого пропускают через шкивы кронблока и талевого блока (полиспада) и прикрепляют к основанию вышки специальным приспособлением. Устанавливают ротор и соединяют с двигателями посредством цепной передачи.

**3) 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.

**4) 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.

**5) Блок приготовления промывочного агента,** основными узлами которого являются хранилища сыпучих материалов, дозаторы и смесительные устройства устанавливают отдельно и обвязывают манифольдами с циркуляционной системой.

## 16.4 Оборудование буровых установок

### **Оборудование для проведения спуско-подъемных операций (СПО)**

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

#### **Буровая вышка**

Одним из основных элементов технологической цепочки по выполнению СПО является буровая вышка. Буровая вышка представляет собой металлическое сооружение над устьем скважины, предназначенное для установки талевого механизма, устройств для механизации спускоподъемных операций и размещения бурильных свечей. От технического совершенства буровой вышки существенно зависят монтажеспособность и транспортабельность буровой установки, а также эффективность и безопасность бурения. Отказы буровой вышки могут вызвать тяжелые последствия, поэтому надежность и прочность – первостепенные требования, предъявляемые к буровым вышкам. Эти качества должны сочетаться с технологичностью и легкостью вышек, способствующих повышению экономичности и ускорению вышккомонтажных работ.

Согласно требованиям безопасности конструкция и крепление вышки к основанию или фундаменту должны обеспечить надежность и безопасность ее эксплуатации при отсутствии оттяжек. В конструкции вышки должны быть предусмотрены кронблочная, верхняя рабочая и переходные площадки с маршевыми лестницами и стремянками от пола буровой до кронблока.

Верхняя площадка должна быть оборудована передвижной люлькой для рабочего, занятого установкой бурильных свечей при спускоподъемных операциях. Козлы для замены кронблока и монтажный ролик на верхнем основании вышки рассчитываются на подъем полуторакратной массы кронблока. Геометрические формы буровых вышек и отдельных ее элементов должны обладать минимальными аэродинамическими сопротивлениями с целью снижения ветровых нагрузок.

Буровая вышка представляет собой высотную металлическую конструкцию. Ее основные параметры – высота и грузоподъемность.

Высота вышки определяет длину (27 или 36 м) свечи бурильных труб, которую можно извлечь и 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 следующим образом:

Глубина бурения, м:	—	Высота вышки, м:
- 300 – 500		16 – 18;
- 2000		27 – 28;
- 3000 – 4000		42 м;
- 5000 – 6500		53 м.

В зависимости от количества и расположения несущих элементов (ног) буровые вышки по конструктивным схемам подразделяются на башенные и мачтовые (рис.16.3).

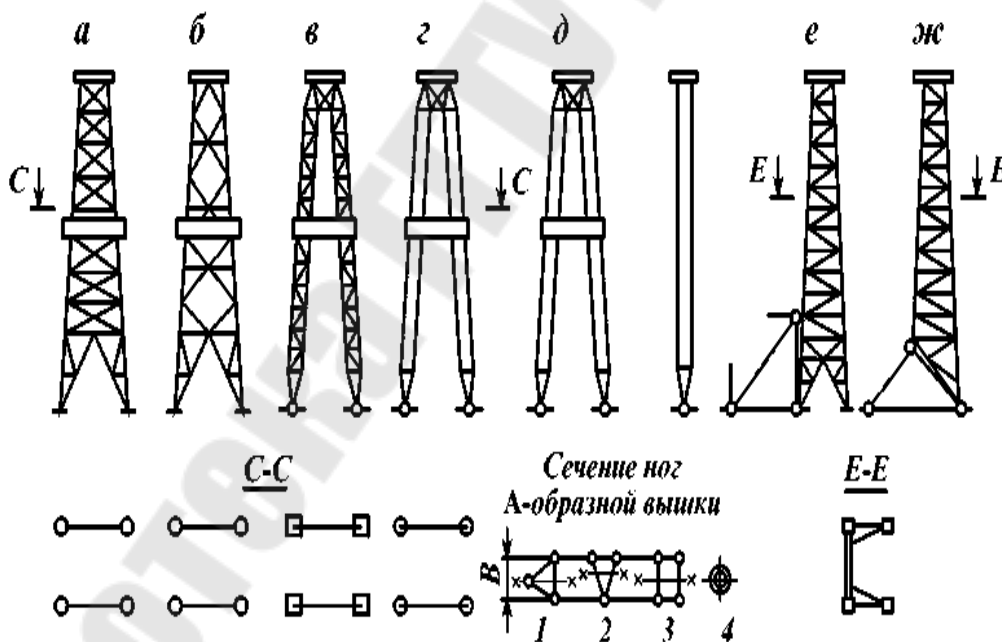


Рис. 16.3. Конструктивные схемы буровых вышек

Башенные вышки изготавливаются с гибкой (рис. 16.3, а) и жесткой (рис. 16.3, б) решетками.

Известны конструкции башенных вышек, ноги которых изготовлены из сварных четырехгранных ферм (рис. 16.3, в) либо из

труб большого диаметра (рис. 16.3, г). Вышки этих типов называют пилонными. Независимо от конструктивной схемы башенные вышки характеризуются высокой жесткостью и сопротивляемостью кручению под действием момента сил, создаваемого натяжением неподвижной и ходовой струн талевого каната. Однако вследствие большого числа болтовых соединений сборка башенных вышек сопряжена с большой трудоемкостью. Отсутствие связей между ногами пилонных вышек способствует повышению их монтажеспособности и улучшает обзор вышки со стороны мостков.

**1) К буровым вышкам башенного типа** (рис.3.2.и рис.16.4.) относятся такие, у которых основная нагрузка передается на три или на четыре опорные точки, не расположенные на одной прямой, и геометрически представляющая собой пространственную фигуру.

Буровые вышки башенного типа изготавливаются из труб диаметром 168 мм и уголкового стального профиля и они состоят примерно из 10 разъемных секций.

Буровая вышка башенного типа представляет собой вертикальную металлическую конструкцию в виде усеченной пирамиды, сужающуюся кверху. Она состоит из боковых граней, верхняя часть которых снабжена рамой для монтажа кронблока, а нижняя часть граней крепится к основанию буровой. В средней части вышки смонтированы балкон для работы второго помощника бурильщика и магазин для размещения верхних концов свечей. Вышки оборудуются лестницами.

Конструкция вышки башенного типа представлена на (рис.16.4).

Вышки башенного типа собирают и разбирают при помощи специального подъемника Я.М. Кершенбаума методом «сверху- вниз» – при сборке и методом «снизу-вверх» – при разборке. При этом для монтажа – демонтажа вышек высотой до 41 м применяют специальный подъемник ПВК-1, а для вышек высотой до 53 м – подъемник ПВ2.

**2) К буровым вышкам мачтового типа** (см.рис.3.3. и16.5.) относятся такие вышки, у которых основная нагрузка передается на одну или две опорные точки и геометрически представляющая собой плоскостную фигуру (например, имеются А-образные и П-образные) мачты, схематично представленные на (рис.16.5).

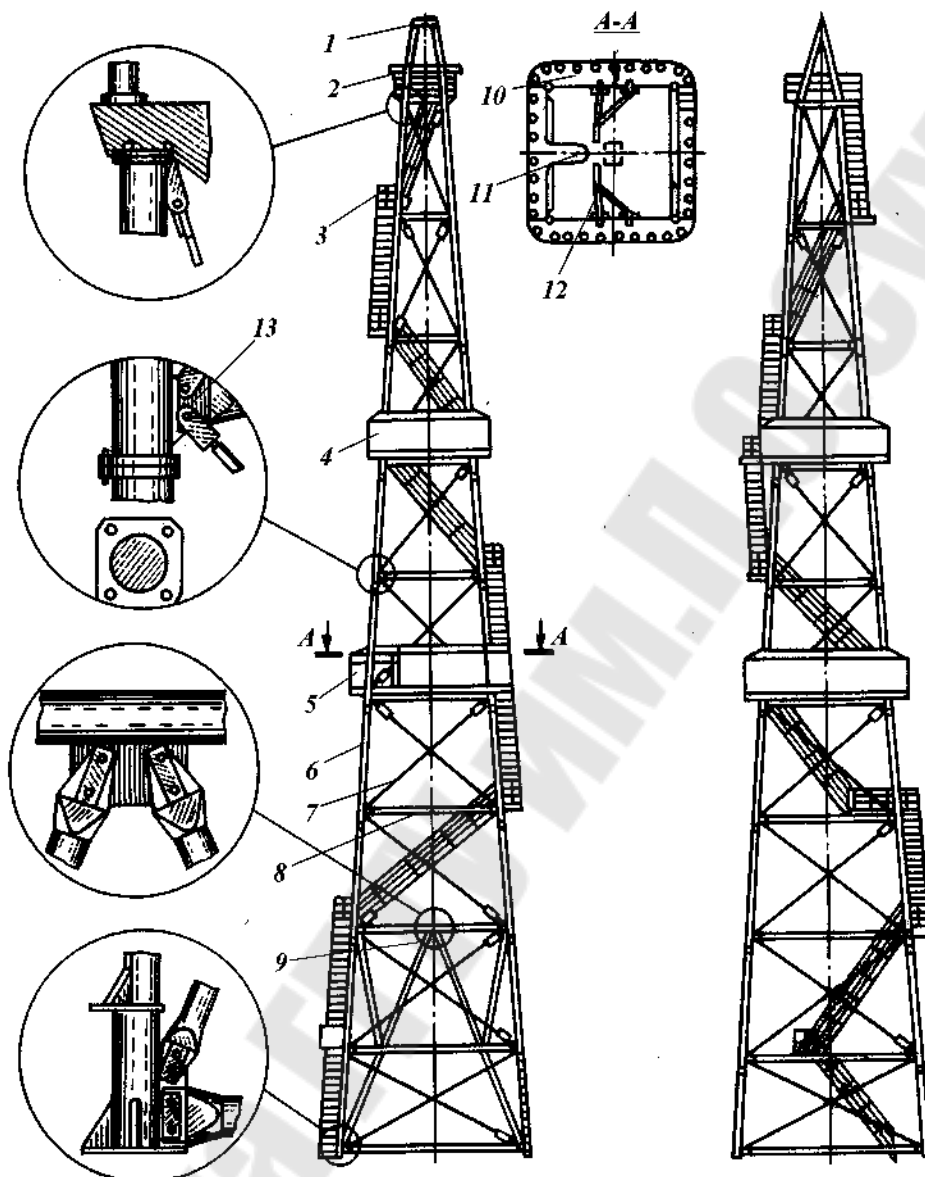


Рис. 16.4. Конструкция буровой вышки башенного типа: 1 – козлы; 2 – подкронблочная площадка; 3 – маршевая лестница; 4, 5 – балконы для ручной расстановки свечей (длиной соответственно 36 м и 27 м) бурильных труб; 6 – нога; 7 – гибкая диагональная тяга; 8 – пояс; 9 – ворота; 10 – балконная площадка; 11 – люлька верхового рабочего; 12 – палец с шарнирной головкой для установки за него верхних концов свечей бурильных труб.

Последнее время при создании современных БУ предпочтение отдают **вышкам мачтового типа, которые имеют ряд преимуществ:**

- облегчены монтажно-демонтажные работы и повышена их безопасность;
- снижена общая металлоемкость;
- более удобны при транспортировке.

**Недостаток** мачтовых вышек в сравнении с башенными состоит в том, что они **более дорогие**.

Мачтовые вышки могут иметь или А-образную или П-образную форму (рис. 16.3,д и рис.16.5) и благодаря сварной конструкции секций ног обладают высокой монтажеспособностью. Ноги вышки имеют треугольное 1 и 2, четырехугольное 3 либо кольцевое 4 сечение.

При одинаковых размере В и площади поперечных сечений наибольшим сопротивлением изгибу и кручению обладают вышки, имеющие четырехугольное сечение ног. Это обусловлено тем, что моменты инерции сечений 1, 2, 3 относительно оси изменяются пропорционально отношениям 1:1,35:1,50. Вышки с четырехугольным сечением ног наиболее материалоемки. Вышки с кольцевым сечением ног изготавливаются из труб большого диаметра, что приводит к их утяжелению. Жесткость и монтажеспособность хорошо сочетаются в буровых вышках с открытой передней гранью, имеющих четыре (рис. 16.3, е) либо две опоры (рис. 16.3, ж) и П-образную форму поперечного сечения. Схемы мачтовых вышек представлены на (рис.16.5).

Вышки изготавливают из труб, уголков, швеллеров и круглого проката. Для несущих элементов предпочтительнее применять трубчатые профили, которые по сравнению с другими видами профилей обладают более высоким радиусом инерции и придают вышке благоприятные аэродинамические свойства, способствующие снижению ветровых нагрузок на вышку.

Конструкция вышки мачтового типа представлена на (рис.16.6).

### **3) Различие вышек по степени разборности**

По степени разборности буровые вышки подразделяются на:

**а) Стержневые**, которые при демонтаже буровых установок разбираются на отдельные стержни;

**б) Секционные**, которые при демонтаже буровых установок разбираются на отдельные секции.

Башенные вышки чаще всего относятся к стержневым вышкам, а мачтовые – почти всегда – к секционным.

### **4) Различие секционных вышек**

Секционные буровые вышки в зависимости от конструктивной схемы подразделяются на:

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



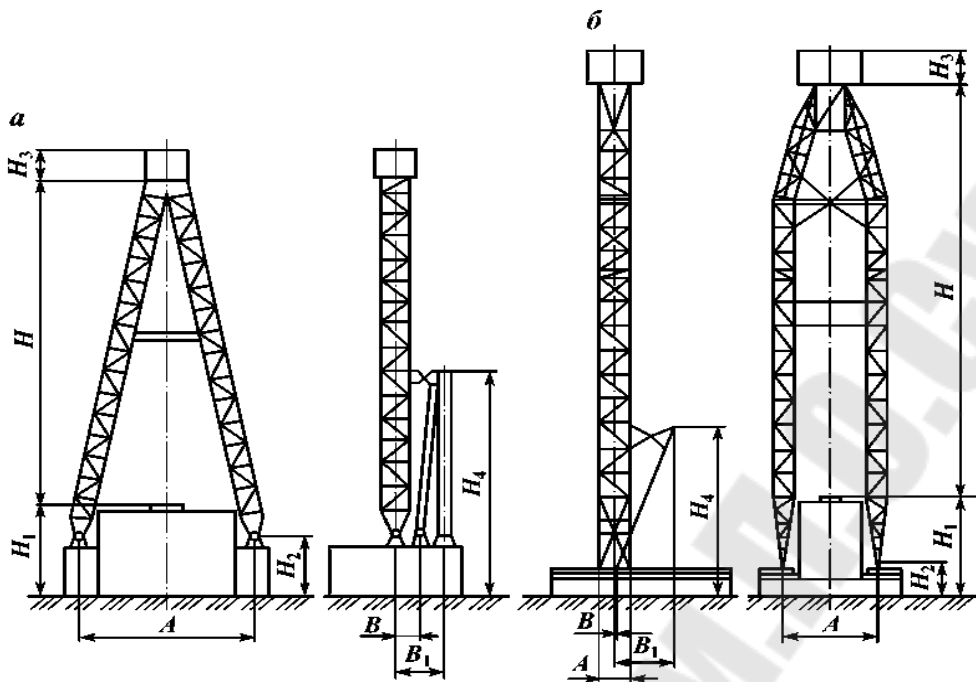


Рис.16.5 Схемы вышек мачтового типа: а - А-образные; б - П-образные

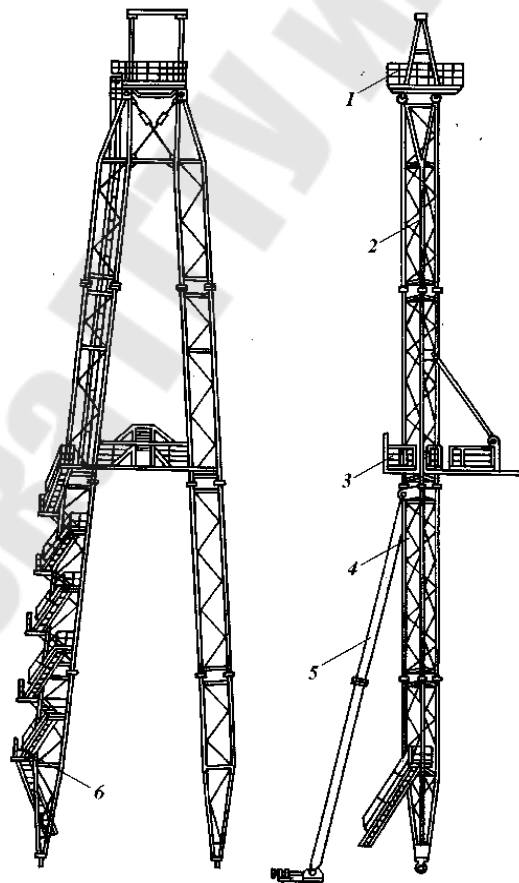


Рис.16.6 Конструкция А-образной вышки мачтового типа: 1 – подкронблочная площадка; 2 – труба; 3 – балкон; 4 – нога; 5 – подкос; 6 – маршевая лестница

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.

#### **4) Размеры оснований вышек**

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: 8x8 м или 10x10 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.16.7 и 16.8) 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.

Основными параметрами буровых лебедок считают мощность, скорости подъема, тяговое усилие, длину и диаметр барабана лебедки.



Рис.16.7. Общий вид буровой лебедки

Основные узлы буровой лебедки типа ЛБУ представлены на (рис.16.8).

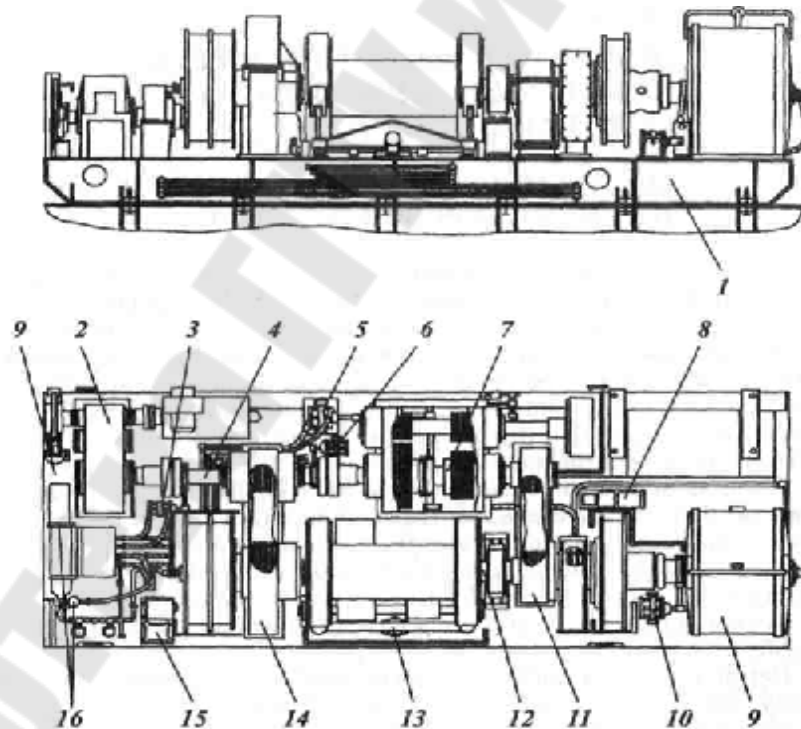


Рис. 16.8. Лебедка буровая типа ЛБУ: 1 - рама; 2 - регулятор подачи долота; 3, 10 - механизм включения; 4 - тихоходный вал; 5 - механизм переключения скоростей; 6 - механизм включения зубчатой муфты; 7 - коробка передач; 8 - насосный агрегат системы смазки; 9 - электромагнитный тормоз; 11, 14 - быстроходная и тихоходная передачи; 12 - подъемный вал; 13 - узлы ленточного тормоза; 15 - командоаппарат с датчиком глубины; 16 - воздухопровод

От правильного выбора указанных параметров зависят производительность, экономичность, габариты и масса лебедки, которые существенно влияют на эффективность бурения, транспортабельность и монтажеспособность всей буровой установки.

Мощность лебедки определяется полезной мощностью на ее барабане, которая должна быть достаточной для выполнения спускоподъемных операций и аварийных работ при бурении и креплении скважин заданной конструкции.

При недостаточной мощности возрастает продолжительность спускоподъемных операций, чрезмерная мощность недоиспользуется вследствие ограниченных скоростей подъема и приводит к неоправданным материальным и эксплуатационным расходам. В результате накопленного опыта установлено, что оптимальная мощность буровой лебедки определяется из условий подъема наиболее тяжелой бурильной колонны для заданной глубины бурения с расчетной скоростью 0,4–0,5 м/с:

Подъемный вал (рис.16.9) – основа буровой лебедки.

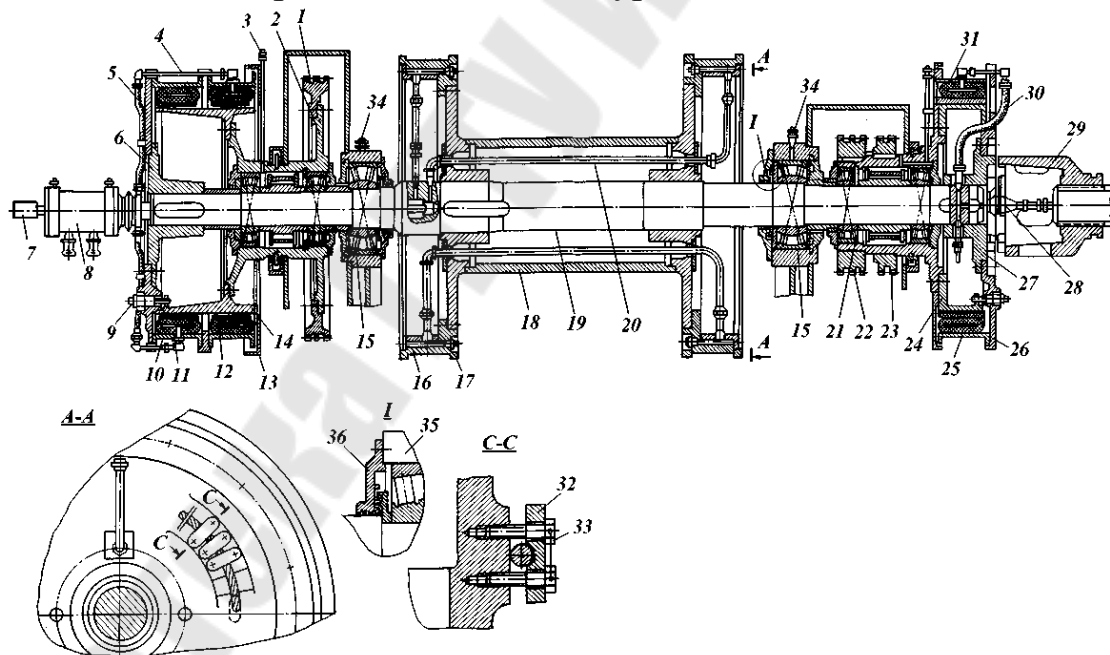


Рис.16.9. Подъемный вал лебедки

Между коренными подшипниками 15 подъемного вала 19 напрессованы ступицы дисков барабана 18. В правом более доступном для работы диске имеется внутренний прилив (сечения А–А и С–С) для крепления талевого каната планкой 32 и болтами 33. В буровых лебедках канат крепится с внутренней либо с наружной

стороны диска. Узел крепления должен быть надежным и удобным в работе. Наружное расположение узла крепления более доступно и удобно для быстрого крепления и освобождения каната. Недостаток наружного крепления – повреждение витков каната в результате трения с верхней кромкой углубления для заделки каната.

Коренные роликовые радиально-сферические подшипники 15 подъемного вала, установленные в расточках корпуса масляной ванны, смазываются густой смазкой через тавотницы 34. Внутренние обоймы роликоподшипников фиксируются на валу распорными втулками, а наружные – торцовыми крышками корпуса подшипника. Для компенсации температурных удлинений вала между корпусом 35 и наружной обоймой 36 одного из подшипников имеется необходимый зазор (узел I на рис. 16.9). Радиальные и торцовые лабиринтные уплотнения в крышках служат для удержания смазки в подшипниках.

Цепное колесо 1 тихоходной передачи и шкив шинно-пневматической муфты 12, имеют общую станину 2, посаженную на вал на свободно вращающихся роликовых радиально-сферических подшипниках, подобных подшипнику 21. На валу внутренние обоймы подшипников фиксируются втулками. Наружная обойма правого подшипника в расточке ступицы фиксируется от осевых перемещений пружинным кольцом и крышкой. Левый подшипник в ступице устанавливается свободно. Обод 10 шинно-пневматической муфты 12 крепится планшайбой 5 к ступице 6, напрессованной на вал.

Воздух для включения шинно-пневматической муфты 12 поступает через вертлюжок 7, воздухопровод 4 и клапан-разрядник 11. При отказе муфты и в случае недостаточного давления воздуха для соединения муфты используются аварийные болты 9, которые ввинчиваются в приливы планшайбы и входят в пазы шкива. По правилам безопасности установка аварийных болтов 9 обязательна при использовании буровой лебедки для подъема вышки. Разъемное соединение цепного колеса 1, шкивов 14, 24 и планшайб 5, 26 со ступицами позволяет ремонтировать муфты и заменять цепное колесо без съема напрессованных на вал ступиц.

Кожух 13 предохраняет шкив 14 от попадания масла. Подшипники ступицы 2 смазываются с помощью масленки 3 с трубкой, ввинченной в ступицу. Аналогично на другом конце подъемного вала установлены шинно-пневматическая муфта 25 и цепные колеса 22 «быстрой» скорости лебедки и 23 трансмиссии

ротора. Воздух к шинно-пневматической муфте 25 поступает через вал электромагнитного тормоза, вертлюжок 28, отверстие в вале 19, воздухопровод 30 и клапан-разрядник 31 .

Кулачковые полумуфты 27 и 29 используются для соединения подъемного вала с валом электромагнитного тормоза. Для устранения биения при вращении крупные детали подъемного вала и вал в сборе подвергаются. Все болтовые соединения лебедки зафиксированы от самопроизвольного отвинчивания

Вал 9 привода ротора устанавливается на двух роликовых радиально-сферических подшипниках (рис.16.10). Левый подшипник устанавливается в корпусе масляной ванны. Корпус правого подшипника крепится к раме буровой лебедки. Подшипники закрыты фланцевыми крышками, снабженными лабиринтным уплотнением. Ведущее двухрядное цепное колесо 3 вращается от подъемного вала и установлено на ступице 11, закрепленной на валу шпонкой. Ведомое цепное колесо  $z = 27$  выполнено в виде шкива-звездочки 4, свободно вращающейся относительно вала на роликоподшипниках 10.

Планшайба 7 шинно-пневматической муфты 6 с помощью шпонки жестко закреплена на валу 9. Воздух в муфты подводится через вертлюжок 2 и отверстия в вале. В аварийных случаях для соединения муфты могут быть использованы болты 8. На вертлюжке 12 имеется цепная звездочка для привода тахогенератора, контролирующего частоту вращения стола ротора. Противоположная консоль вала 9 может быть использована для соединения с двигателем. Подшипники смазываются через тавотницы 2 и 5.

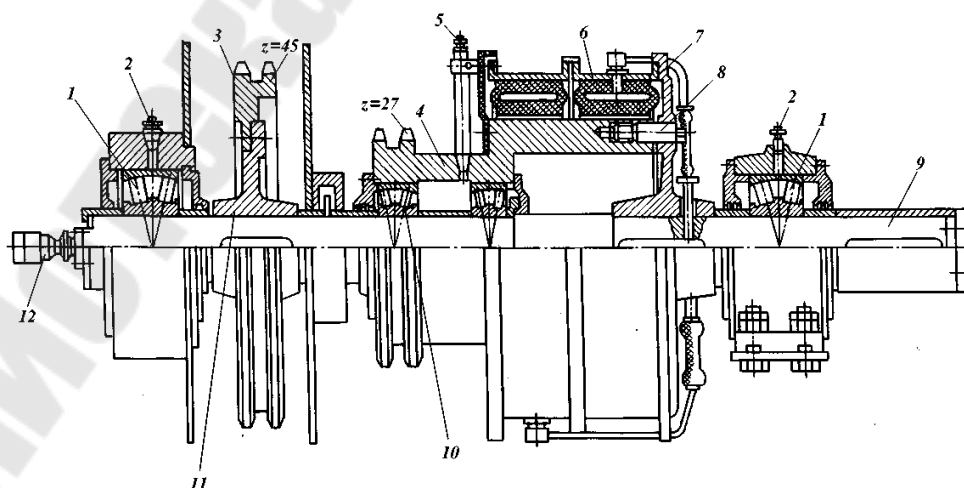


Рис.16.10. Вал привода лебедки

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. Скорость наматывания каната на барабан при подъеме колонн наибольшего веса должны быть в пределах 3–5 м/с, а при подъеме ненагруженного элеватора – в пределах 12–20 м/с. Более высокие скорости ухудшают условия намотки каната на барабан и не дают существенного выигрыша во времени при подъеме. Наибольшая скорость разматывания каната при спуске бурильных колонн не должна превышать 30 м/с.

Наиболее распространены простые в изготовлении барабаны с гладкой наружной поверхностью. Для улучшения намотки барабан лебедки снабжается съемными накладками, имеющими параллельные и переходные спиральные канавки для укладки витков каната. Симметричное расположение параллельных и спиральных участков канавки на длине отдельных витков способствует снижению инерционных нагрузок от дисбаланса, создаваемого в результате одностороннего увеличения радиуса навивки в местах перехода смежных слоев каната.

К дискам барабана крепятся тормозные шкивы (рис.16.10). гидротормоза В рассматриваемой конструкции тормозные шкивы снабжены кольцевой рубашкой для охлаждающей воды. Вода в тормозных шкивах циркулирует по замкнутому циклу. Для этого через устройство 8 на торце вала и трубку, установленную внутри вала, по трубкам 20 вода поступает в правый, а затем в левый шкив, из которого по кольцевому пространству между отверстием вала и подводной трубкой отводится в приемный бак для последующего

использования. Пробки 17 в тормозных шкивах служат для слива воды во избежание ее замерзания при длительных остановках лебедки.

**Ленточный тормоз** (рис.16.11) предназначен для торможения барабана до полной его остановки при спуске инструмента, для удержания на весу бурильной или обсадной колонны и плавной их подачи.

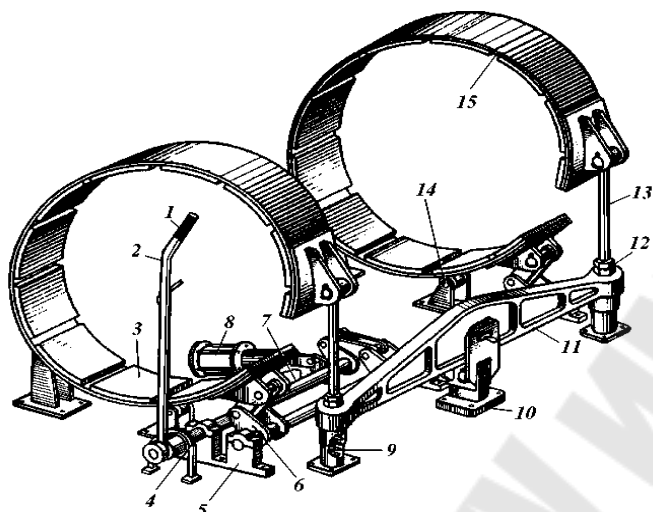


Рис. 16.11. Типовой ленточный тормоз: 1 - рукоятка тормоза; 2 - рычаг; 3 - тормозная колодка; 4 - фиксатор рычага; 5 - опора кривошипного вала тормоза; 6 - рычаги; 7 - кривошипный вал; 8 - пневмоцилиндр; 9 - пружинный шарнир крепления ленты; 10 - опора балансира; 11 - балансир; 12 - контргайка; 13 - тяга; 14 - поддерживающий ролик; 15 - тормозная лента

**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.

Пуск в работу буровой лебедки без надежно закрепленных защитных кожухов не допускается.

В процессе эксплуатации буровой лебедки необходимо систематически контролировать зазор между колодками и тормозным шкивом. При отсутствии воздуха в баллоне пневмомуфты зазор должен быть равномерный в пределах 2-3 мм.



Максимально допустимый износ колодок не должен превышать 12 мм.

Регулировку зазоров между колодками и тормозными шкивами производят с помощью регулировочных тяг тормозных лент.

При эксплуатации буровой лебедки необходимо регулярно смазывать трущиеся поверхности согласно инструкции по эксплуатации. Приемку и сдачу каждой вахты бригадой производить путем внешнего осмотра всех узлов и креплений.

Не реже одного раза в неделю проверять все сопряжения на износ и производить их регулировку.

**Гидродинамический тормоз** (рис.16.12) буровой лебедки, используемый для ограничения скорости спуска бурильных и обсадных труб в скважину, представляет собой лопаточное гидравлическое устройство, состоящее из вращающегося ротора и неподвижного статора, рабочая полость которых заполнена жидкостью.

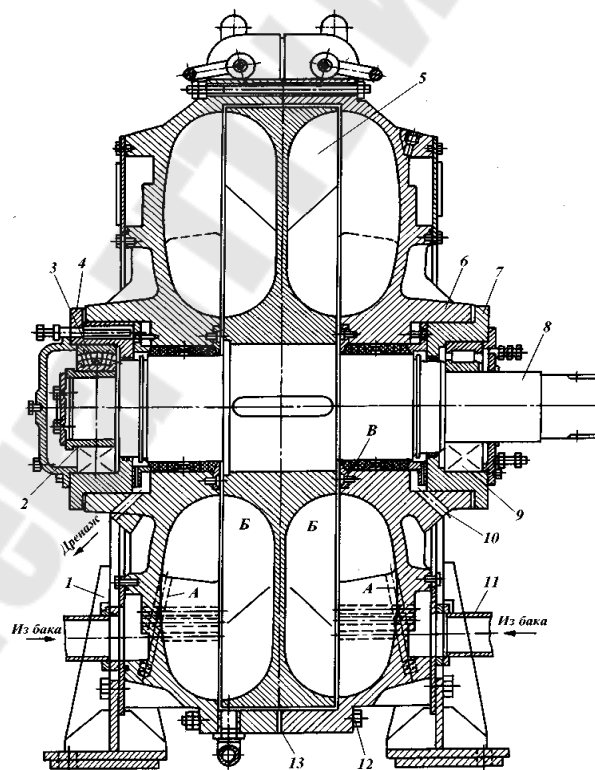


Рис.16.12. Конструктивная схема гидродинамического однороторного тормоза буровой лебедки

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.

При вращении радиальные лопатки ротора отбрасывают жидкость от центра к периферии и направляют ее на лопатки статора.

Пройдя по межлопаточным каналам статора, жидкость вновь попадает на лопатки ротора и таким образом устанавливается замкнутая циркуляция жидкости между ротором и статором.

В ходе спускоподъемных операций с включенным гидродинамическим тормозом необходимо следить за уровнем воды в холодильнике и не допускать попадания песка и других механических частиц в гидравлическую систему. Если при работе гидродинамического тормоза его корпус раскачивается, то это свидетельствует о нарушении центровки вала тормоза с валом барабана лебедки. Для устранения этого дефекта необходимо произвести центровку валов.

**Электромагнитные тормоза**, применяемые в буровых лебедках, делятся на индукционные и порошковые.

Электромагнитный тормоз с водяным охлаждением модели ЭМТ-4500-У1 (в дальнейшем именуемый тормоз) предназначен для интенсивного торможения при спуске бурильного инструмента и колонны обсадных труб. Тормоз установлен на раме буровой лебедки.

Электромагнитный тормоз (рис. 16.13) состоит из следующих основных узлов: статора 1, якоря 2, подшипниковых щитов 3, 4, водораспределительной коробки 5.

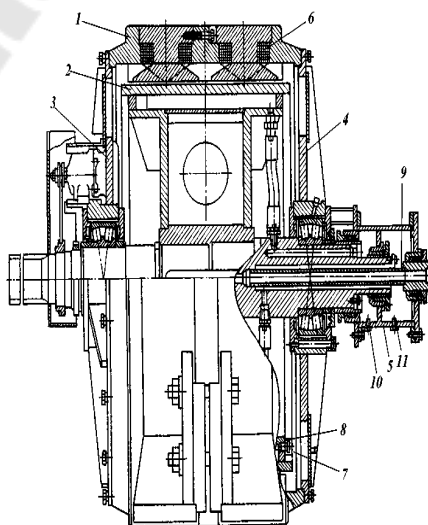


Рис.16.13. Конструктивная схема электромагнитного тормоза

Статор выполнен из пяти колец, каждое из которых имеет по 30 когтеобразных полюсов. Кольца изготовлены двух видов: с Т-образным (три кольца) и Г-образным (два кольца) полюсами и скреплены так, что полюсы одного кольца входят в паз другого. Между кольцами в специальных пазах размещены катушки возбуждения 6, выводные концы которых подсоединены к клеммной колодке. Для стока конденсата в нижней части статора под катушками возбуждения предусмотрены дренажные отверстия 8 с пробкой 7. В полости цилиндра выполнены два отверстия – входное 10 и выходное 11.

Якорь представляет собой сварную конструкцию, в которой два цилиндра концентрично сварены между собой и с помощью щитов приварены к ступице, размещенной на валу. Полость между цилиндрами по окружности разделена на четыре отсека. В каждом отсеке на внутреннем цилиндре имеется по два отверстия – входное и выходное. Со стороны водораспределительной коробки вал имеет концентрично расположенные входные, центральный сквозной – выходной каналы. В центральный канал встроена труба 9, через которую подается воздух в шинно-пневматическую муфту. Полость, образованная трубой и каналом вала, служит для прохождения охлаждающей воды. Каналы вала соединены с отверстием якоря шланговыми соединениями. На вал якоря насажены два роликоподшипника, с помощью которых якорь опирается на подшипниковые щиты. Подшипниковые щиты сварные. На щите 3 имеется плата для установки тахо-генератора.

Водораспределительная коробка представляет собой цилиндрическую камеру, разделенную внутри на два отсека – входной и выходной. Принцип тормоза основан на том, что при подаче постоянного напряжения на катушки возбуждения появляется магнитный поток статора. Последний благодаря многополюсному исполнению статора индуцирует в массиве вращающегося якоря вихревые токи.

Взаимодействие вихревых токов якоря с магнитным потоком создает тормозной момент. Путем регулирования тока возбуждения можно плавно изменять величину тормозного момента, при этом вся энергия торможения превращается в тепло, которое уносится охлаждающей водой.

Порошковые тормоза отличаются от индукционных тем, что воздушный зазор между станиной и якорем заполнен

ферромагнитным порошком, повышающим магнитную проницаемость зазора и в результате этого величину создаваемого тормозного момента.

Кроме того, посредством порошка образуется механическая связь между станиной и якорем тормоза и благодаря этому частота вращения не влияет на величину тормозного момента.

Механические характеристики электромагнитных тормозов выражают зависимость тормозного момента от частоты вращения при заданном токе возбуждения.

При  $n = 0$  тормозные моменты индукционного и гидродинамического тормозов равны нулю. Поэтому в отличие от порошкового тормоза они не могут быть использованы для полной остановки и удержания груза на весу.

С увеличением частоты вращения тормозной момент индукционного тормоза возрастает быстрее, чем гидродинамического.

Трансмиссионный и промежуточный валы лебедки служат для изменения частоты вращения барабана.

Так как при выполнении СПО нагрузка на крюке изменяется и, следовательно, меняется натяжение в набегающей ветви талевого каната, то при постоянной мощности на валу лебедки для более рационального использования мощности привода приходится изменять скорость подъема. По мере уменьшения нагрузки на крюке скорость навивки каната на барабан увеличивают. Так, скорость подъема нагруженного крюка: 0,3 – 0,5 м/с, а ненагруженного: 1,7–2,0 м/с.

Подъем нагруженного крюка производится с затратой мощности, зависящей от веса поднимаемых труб, а спуск – под действием собственного веса труб или крюка и элеватора, когда элеватор опускается вниз за очередной свечой.

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

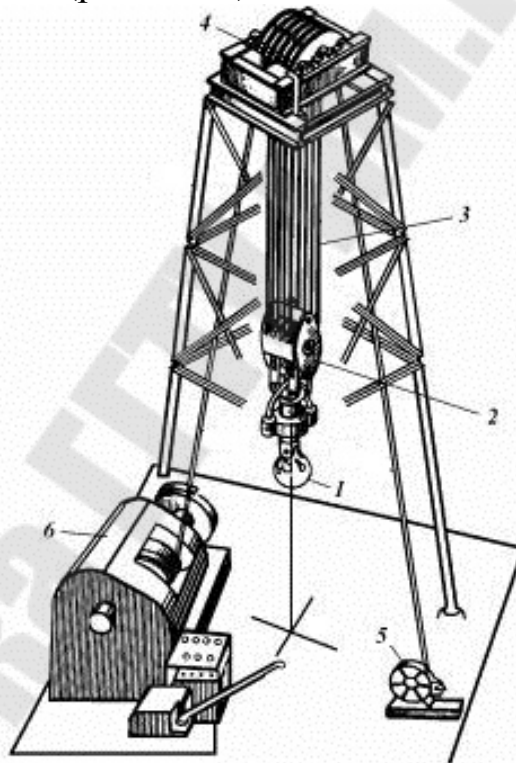
Высшая и низшая частоты вращения барабана лебедки оперативно включаются осевыми одно-, двух- и трехдисковыми или радиальными шинно-пневматическими муфтами.

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.16.13).



*Рис. 16.13.* Упрощенная схема талевой системы: буровой крюк; 2- подвижный талевый блок; 3- талевый канат; 4- неподвижный кронблок; 5- механизм крепления неподвижного конца талевого каната; 6- буровая лебедка

**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.

К талевым системам буровых установок предъявляют следующие общие требования: эксплуатационная надежность, так как выход из строя элементов талевой системы ведет к серьезным авариям; удобство и безопасность обслуживания – все движущиеся элементы должны быть защищены кожухами и иметь обтекаемые формы, исключая возможность задевания за вышку; долговечность; возможность осуществления быстрого монтажа и демонтажа, смены каната при переоснастках; взаимозаменяемость однотипных механизмов и элементов между собой; удобство для погрузки всех механизмов талевой системы на транспортные средства и возможность многократных перемещений их волоком на небольшие расстояния в пределах промыслов.

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. 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. Число шкивов кронблока всегда должно быть на единицу больше, чем в талевом блоке, а число ветвей

в оснастке – четное:  $z_{кб} = z_{тб} + 1$ . Примеры схем различной оснастки талевых систем приведены на рисунке 16.14.

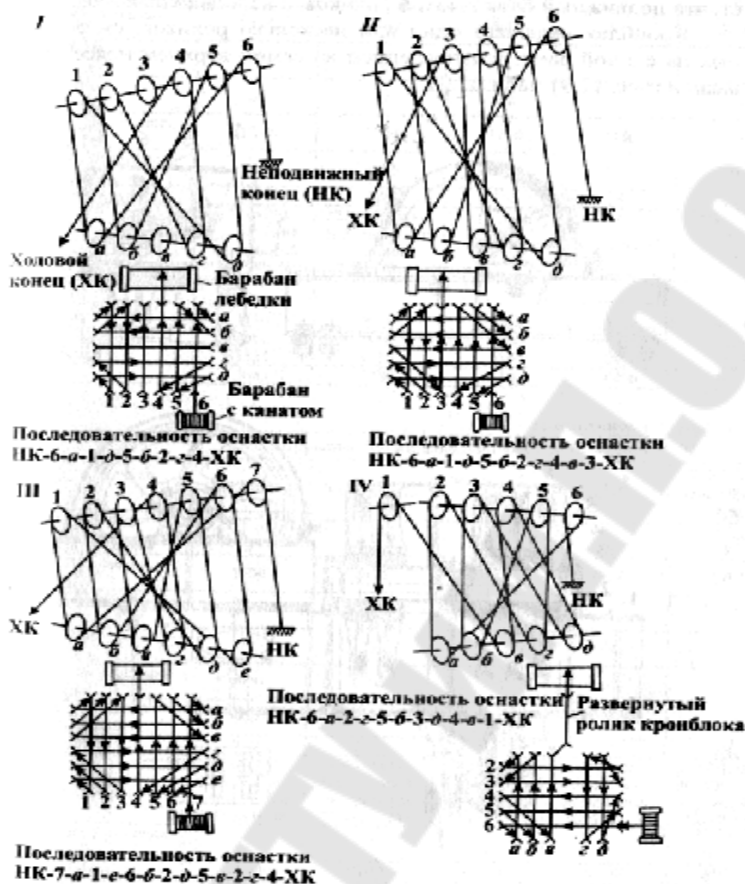


Рис. 16.14. Примеры схем различной оснастки талевых систем: I- оснастка 4x5; II-оснастка 5x6; III- оснастка 6x7; IV- оснастка 5x6 (АСП-3)

Кронблок 4 (рис.16.15) устанавливается на верхней площадке буровой вышки. Подвижный талевый блок 2 соединяется с кронблоком посредством талевого каната 3.

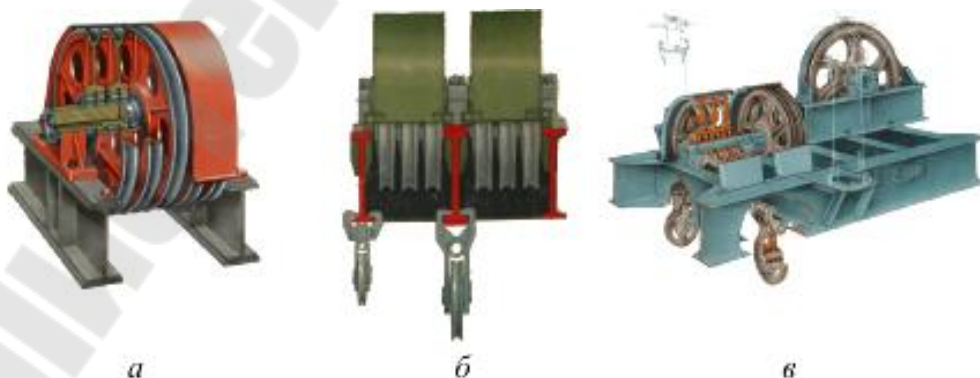


Рис.16.15. Кронблок: а – одноосный; б – двухосный; в – трехосный

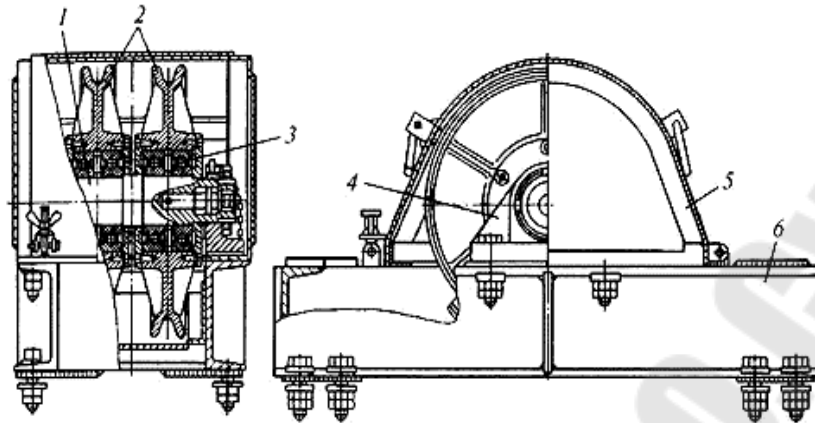


Рис.16.16. Внешний вид кронблоков буровых установок: 1-ось; 2-шкивы; 3-подшипники качения; 4- опора подшипника; 5- кожух; 6- рама

**1) Кронблок** (рис. 16.15 и 16.16) является непереключаемой частью талевой системы, монтируется на верхней раме мачты или на подкронблочных балках вышки, и представляет собой раму 6 сваренную из профильного проката, на которой в опорах размещена ось 1 со шкивом 2, установленные на подшипниках качения 3, размещенных в опорах 4. Для защиты вращающихся шкивов и во избежание соскакивания каната на раме шарнирно укреплен кожух 5. В нижней полке одной из балок при помощи держателя могут быть укреплены вспомогательные блоки для нагрузок до 0,3 МН, через которые перебрасывается канат, предназначенный для проведения вспомогательных работ.

В буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения применяют кронблоки трех конструктивных исполнений (рис.16.16):

- одноосные;
- двухосные с соосными осями;
- трехосные с одной несоосной осью.

Одноосные кронблоки используют на легких мобильных буровых установках, а трехосные с несоосной осью – в буровых установках с автоматизированной расстановкой свечей.

На (рис.16.16) приведен внешний вид трех основных конструктивных разновидностей кронблоков. Основными параметрами кронблоков являются:

- максимальная нагрузка;
- число канатных шкивов;
- диаметр талевого каната для оснастки;
- диаметр шкива – наружный и по дну канавки.



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.

Талевый блок (рис. 16.17) состоит из следующих основных частей: двух сварных боковых щек, соединенных наверху полой траверсой 1, а внизу серьгой 5, с помощью приваренных к щекам кронштейнов и съемных пальцев 6. Таким образом, эти детали составляют как бы силовой каркас талевого блока.

В щеках неподвижно закреплена ось 2, на которой на подшипниках качения 4 смонтированы шкивы 3 (для предотвращения от смещения ось с торцов закреплена гайками). Шкивы блока закрыты кожухами, снабжёнными прорезями для прохода струн каната.

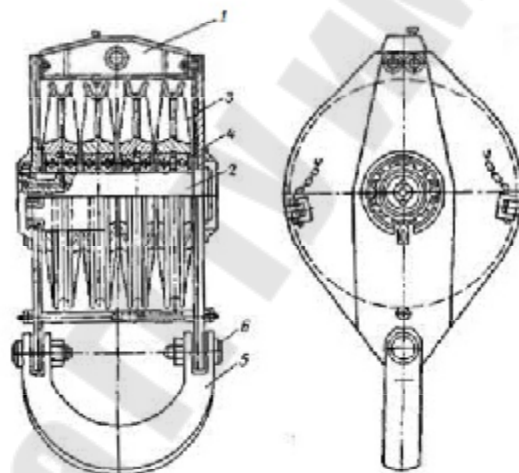


Рис. 16.17. Талевый блок: 1- полая траверса; 2- ось; 3-шкивы; 4- подшипники качения; 5- серьга; 6- съемный палец

3) **Подъемный крюк** талевой системы вместе с талевым блоком (рис.16.17) составляет её подвижную часть.

В свою очередь подъёмный крюк (рис. 16.18) состоит из собственно крюка 5, корпуса 2, серьги 1, ствола крюка 4, пружины 3, седла 6 и других деталей. Собственно крюк 5 может быть литым или изготавливаться из пластин легированной стали. При помощи оси крюк соединяется со стволом и может вращаться на ней. Для предохранения зева крюка и штропа вертлюга от износа, в зеве укреплен на заклепках специальная подушка. Во второе отверстие

крюка запрессовывается ось. На эту ось (боковые рога) надеваются штропы элеватора при спуско-подъемных операциях.

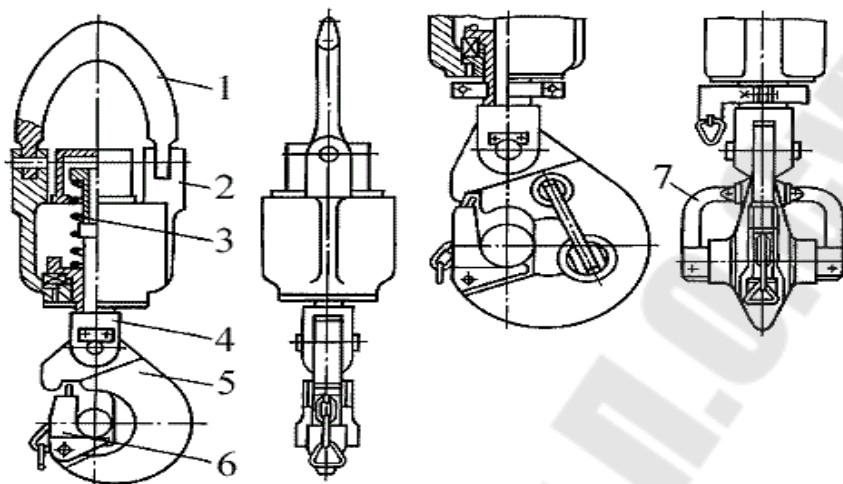


Рис.16.18. Подъёмные крюки: 1-серьга; 2- корпус; 3- пружина; 4- ствол крюка; 5- собственно крюк; 6-седло; 7- защитные скобы

Для предупреждения выпадения штропов, ось имеет защитные скобы 7. С этой же целью зев крюка снабжен защелкой, которая фиксирует стопор в крайнем верхнем положении. Внутри корпуса крюка установлен стакан, опирающийся грибовидной поверхностью на подшипник. Через этот стакан проходит ствол крюка, а в зазоре между ними находится пружина.

**4) Крюкоблок** (рис.16.19) 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.

Стопорная планка болтами крепится к торцу ствола, которые, в свою очередь, должны быть надежно затянуты и предохранены от отвинчивания проволокой. Указанный зазор должен быть не менее 3 – 4 мм.

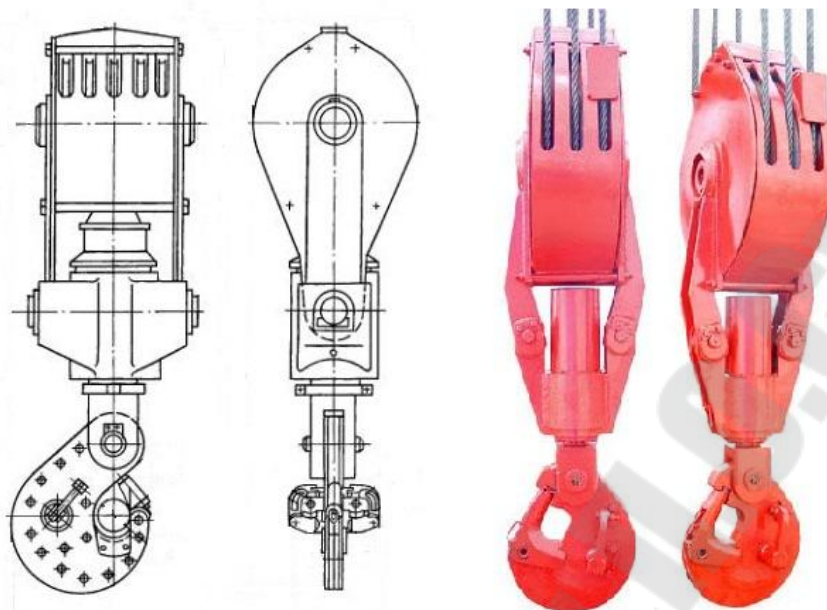


Рис. 16.19. Крюкблоки

В начале каждой вахты следует осмотреть рога крюка, штропы и т. д. При наличии видимых трещин в грузонесущих деталях крюка эксплуатация его запрещается.

Каждые 6 месяцев крюки должны проверяться на наличие в грузонесущих деталях скрытых усталостных трещин ультразвуковыми или радиационными дефектоскопами.

Необходимо следить за креплением крышки крюка к стакану, поскольку нарушение крепления приводит к падению крышки и тяжелым травмам.

**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.

Элеватор (рис. 16.20) состоит из корпуса 2 с фиксаторами 1 для стабильной фиксации штропов, замкового устройства, состоящего из дверцы 4 с ручкой 5 и оси шарнира 3.

Замковое устройство помещается на левой створке элеватора. Правая створка на передней части имеет прилив полукруглой формы, который в момент закрытия элеватора входит в паз корпуса и тыльной частью упирается в защелку.

С помощью двух пружин защелка все время находится в прижатом к корпусу положении. Ось, соединяющая обе створки,

наклонена к вертикальной оси элеватора под углом 10 градусов, что исключает самопроизвольное открывание элеватора под нагрузкой.

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.

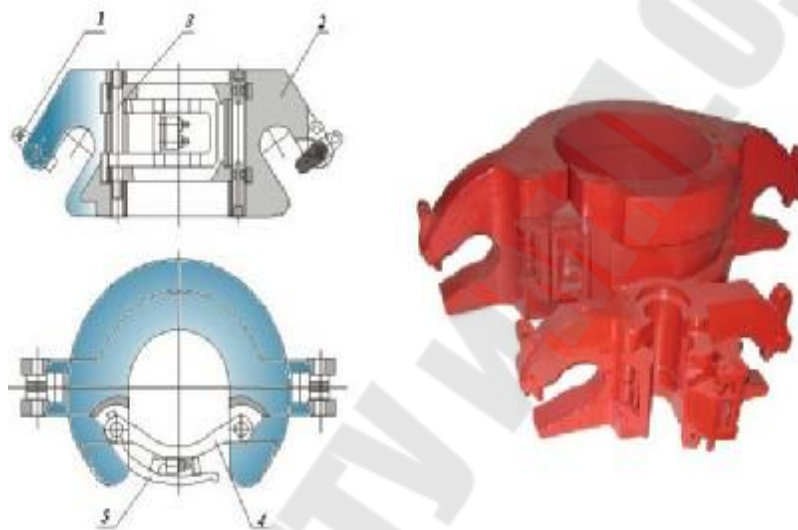


Рис. 16.20. Элеваторы: 1-фиксатор; 2-корпус; 3- ось шарнира; 4-дверца; 5-ручка

**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.

Штропы бурильные (рис. 5.18) бывают двух видов: двухструнные и однострунные. Они представляют собой вытянутую по одной оси стальную петлю овальной конфигурации (либо две петли на одной струне), один конец которой изогнут для более удобного расположения в рогах подъемного крюка.

**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.



Рис.16.21. Штропы бурильные

ПКР (рис. 16.22) состоит из корпуса 1, двух вкладышей 2 с центратором 4, направляющей планки 5, пневмоцилиндра 8, педального крана 9, рычага 7, кольца 6 и клиньев 3.

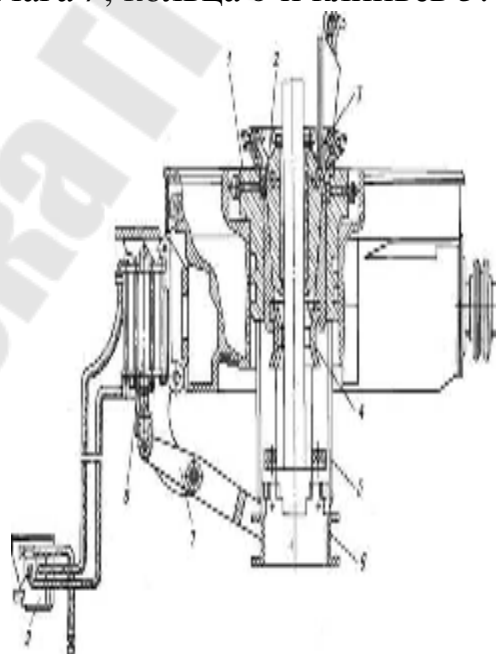


Рис. 16.22. Клиновой пневматический захват: 1 -корпус; 2-вкладыши; 3-клинья; 4- центратор; 5-направляющая планка; 6- кольцо; 7- рычаг; 8- пневмоцилиндр;9-педальный кран

В нижнюю часть вкладышей устанавливается центратор, обеспечивающий направления муфт и замков бурильных труб при СПО.

При движении штока с поршнем пневмоцилиндра вниз рычаг поднимает кольцевую раму со стойками вверх.

Стойки в верхней части соединены с клиньями, и они вместе со стойками поднимаются вверх, скользя по наклонным пазам вкладышей, и освобождают бурильную колонну, подвешенную с помощью элеватора на крюке.

При движении штока вверх бурильные трубы зажимаются клиньями, окончательная посадка трубы происходит под действием веса колонны.

В процессе бурения скважины клинья должны быть сняты с ротора и уложены в таком месте, где они не могут быть повреждены

**8) Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната** (рис. 16.23) 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.

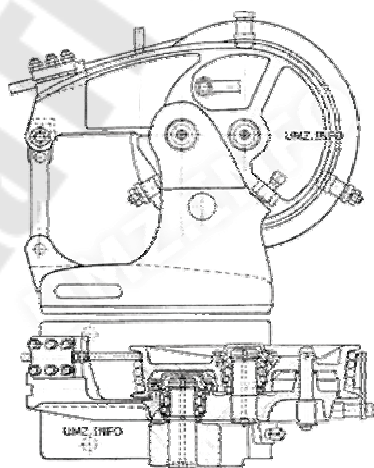


Рис.16.23. Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната

### **9) Талевый канат**

В талевых системах буровых установок применяют стальные канаты только круглого сечения (рис.16.24 – 16.25). 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.

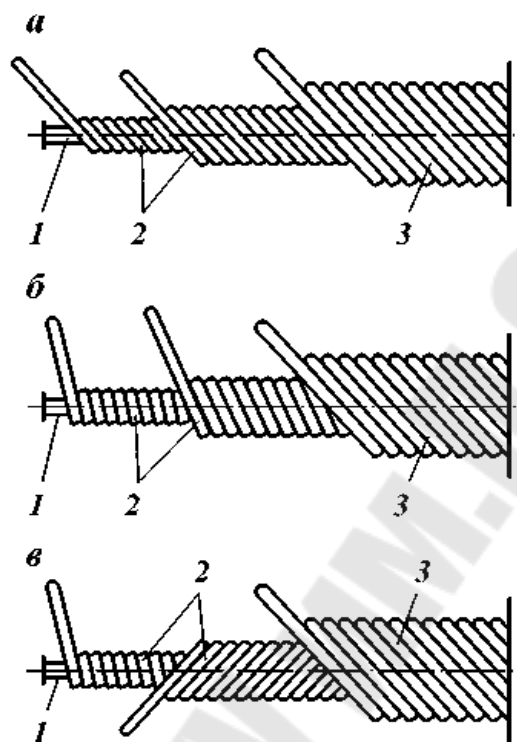


Рис.16.24. Многослойные пряди стального каната: 1 – сердечник; 2 – внутренние слои пряди; 3 – внешний слой

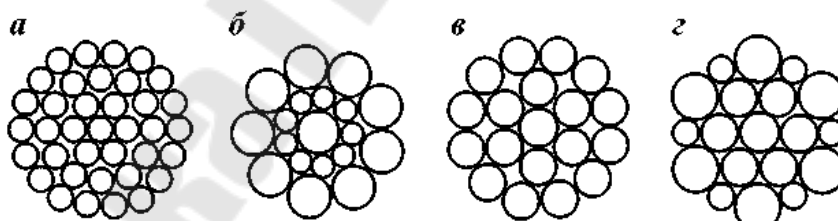


Рис.16.25. Конструкции прядей талевых канатов: а – с односторонним направлением, одинаковым углом свивки и линейным касанием проволок в слоях – тип ЛК; б – с одинаковым шагом свивки во всех слоях; в – комбинированные с разным направлением свивки по слоям; г – с внешним слоем из проволок различной толщины

В буровых установках можно применять весьма ограниченное число типов только круглых шестипрядных канатов тросовой конструкции, т.е. двойной свивки с сердечником. Однако такие канаты изготовляют самых различных конструкций, поэтому выбор их также довольно сложен. Эти канаты по конструкции разделяют на три группы: одинарной, двойной и тройной свивки. Канат одинарной

свивки является элементом каната двойной свивки и в этом случае называется прядью, а канат двойной свивки является элементом каната тройной свивки и называется стренгой.

Тросовой конструкцией называется канат, состоящий из одного слоя прядей; Эти канаты преимущественно и применяют в талевых системах

В прядях группа проволок располагается по спирали вокруг сердечника в несколько концентрических слоев. Пряди каната изготавливают трех типов: с односторонним направлением, одинаковым углом свивки и линейным касанием проволок в слоях – тип ЛК (рис. 16.25, а); с одинаковым шагом свивки во всех слоях (рис. 16.25, б); комбинированные с разным направлением свивки по слоям (рис. 16.25, в). Во втором и третьем случаях проволоки в слоях перекрещиваются и происходит их точечное касание (тип ТК).

Пряди изготавливают из разного числа ( $1 + 6 + 12 + 18 = 37$ ) проволок одной толщины  $\delta$ , в слоях, свитых вокруг одной центральной проволоки сердечника – тип ТК (рис. 16.25, а); с одинаковым числом ( $1 + 9 + 9 = 19$ ) проволок разной толщины  $\delta_1$  и  $\delta_2$  в каждом слое – тип ЛК (рис. 16.25, б); с промежуточным слоем для лучшего заполнения сечения, состоящим из проволок двух толщин  $1 + (6 + 6) + 12 = 25$  (рис. 16.25, в); с внешним слоем из проволок различной толщины  $1 + (6 + 6) + 12 = 25$  (рис. 16.25, г).

В стальных канатах двойной свивки группа прядей располагается по спирали вокруг органического или металлического сердечника. Для тяжело нагруженных талевых систем лучше выбирать канаты с металлическим сердечником, состоящим из семи прядей по семь проволок в каждой. Талевые канаты этого типа обеспечивают необходимую гибкость и имеют высокую поперечную жесткость.

Для талевых систем, предназначенных для бурения неглубоких скважин с небольшим числом СПО, следует выбирать канаты более простых конструкций, простой свивки с органическим сердечником. Для талевых систем для бурения глубоких скважин с большим числом СПО нужно выбирать канаты с высокой разрывной прочностью, хорошей гибкостью и сопротивлением истиранию внешних проволок, хорошо сохраняющих форму поперечного сечения, благодаря чему обрывы проволок в этих канатах менее вероятны. Этим условиям отвечают канаты с металлическим



сердечником, у которых наружный слой прядей свит из проволок большой толщины, а внутренние слои – из тонких проволок.

На рис. 16.26 показаны канаты, применяемые в талевых системах: с простой конструкцией прядей 1, с точечным касанием проволок и органическим сердечником 2 (тип ТК-О  $6 \times 1 + 18 = 114$ , рис. 16.26, а); с линейным касанием проволок в прядях 1 и органическим сердечником 2 (тип ЛК-О  $6 \times 1 + 9 + 9 = 114$ , рис. 16.26, б); то же, но с металлическим сердечником 3 (тип ЛК  $7 \times 7 = 49$ ) и свивкой прядей 1 из проволок различной толщины (тип ЛК  $6 \times 26 = 156 + 1$  м.с., рис. 16.26, в); с прядями 1 из проволок разной толщины в промежуточном слое (тип ЛК-РО  $6 \times 1 + 6 + (6 + 6) + 12 = 186$ , рис. 16.26, г) с металлическим сердечником 4, более жестких конструкций и большей прочности применяют для спуска тяжелых обсадных колонн, когда требуется высокая прочность каната, а гибкость и износ не играют большой роли.

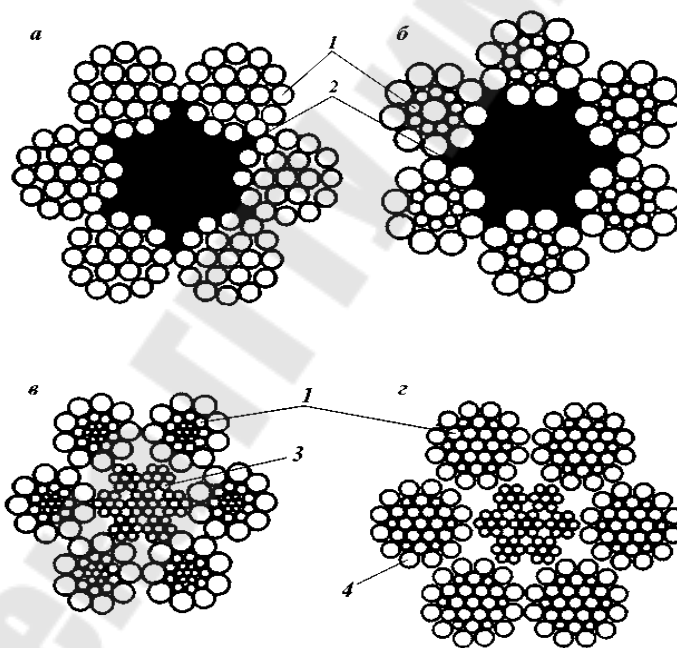


Рис.16.26. Конструкции талевых канатов

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.

Размеры профиля канавки, материал барабана и шкивов, удельное давление между канатом и канавкой оказывают большое влияние на работоспособность каната, поэтому профиль канавки должен точно соответствовать диаметру каната.

В бурильных установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют талевые канаты типа ЛК-РО конструкции  $6 \times 31$  ( $1+6+6/6+12$ ) с металлическим сердечником конструкции  $7 \times 7$  (м. с.) или органическим сердечником (о. с.). Здесь первая цифра указывает количество прядей, вторая цифра после знака « $\times$ » количество проволок в пряди. Цифры в скобках соответствуют количеству проволок по слоям пряди: 1 – одна центральная проволока; 6 – число проволок одинакового диаметра в первом внутреннем слое;  $6/6$  – во втором внутреннем слое 6 проволок одного диаметра и 6 проволок другого диаметра (всего 12 проволок); 12 – число проволок во внешнем слое пряди.

Для повышения износостойкости пряди канатов плетут с линейным касанием проволок (ЛК). Плетение с точечным касанием проволок в канатах для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения не применяют. Такое плетение используют в недорогих канатах, используемых для оснастки талевых систем агрегатов для подземного и капитального ремонта скважин.

Не допускается работа каната без успокоителя-стабилизатора и при загрязнении частей каната буровым раствором и абразивами.

**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 (насосно-компрессорных труб) в процессе выполнения СПО и наращивания бурильной колонны при бурении 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.

Ключ АКБ-3М (рис.16.27) состоит из следующих основных частей: блока ключа 1, каретки с пневматическими цилиндрами 2, стойки 3 и пульта управления 4.

Блок ключа является основным механизмом, непосредственно свинчивающим и развинчивающим бурильные трубы.

Он вместе с кареткой смонтирован на неподвижной стойке, установленной у ротора, и представляет собой корпус, на котором установлены: трубозажимное устройство, планетарный редуктор, коробка передач, двигатель и ограничитель момента.

Внизу блока имеются направляющие полозья, на которых он перемещается при помощи двух пневматических цилиндров двойного действия: надвигается на бурильную трубу, установленную в роторе, или отодвигается от бурильной трубы после ее развинчивания.

После установки на клинья поднятой колонны бурильных труб, блок ключа с помощью пневматических цилиндров перемещается в сторону оси скважины и заходит на замковое соединение свинченных труб.

Вырез в передней части трубозажимного устройства и корпуса ключа облегчает заход блока ключа на замок.

Верхнее и нижнее приспособления трубозажимного устройства зажимают одновременно верхнюю и нижнюю части замка.

При этом верхнее приспособление, зажав конусную часть замка, передает вращение трубе от двигателя ключа, а нижнее, находясь на второй части замка, воспринимает реактивный момент и удерживает нижнюю трубу от поворота.

Зажимные устройства, как и механизм передвижения блока ключа, работают от пневматических цилиндров, включаемых с пульта управления 4.

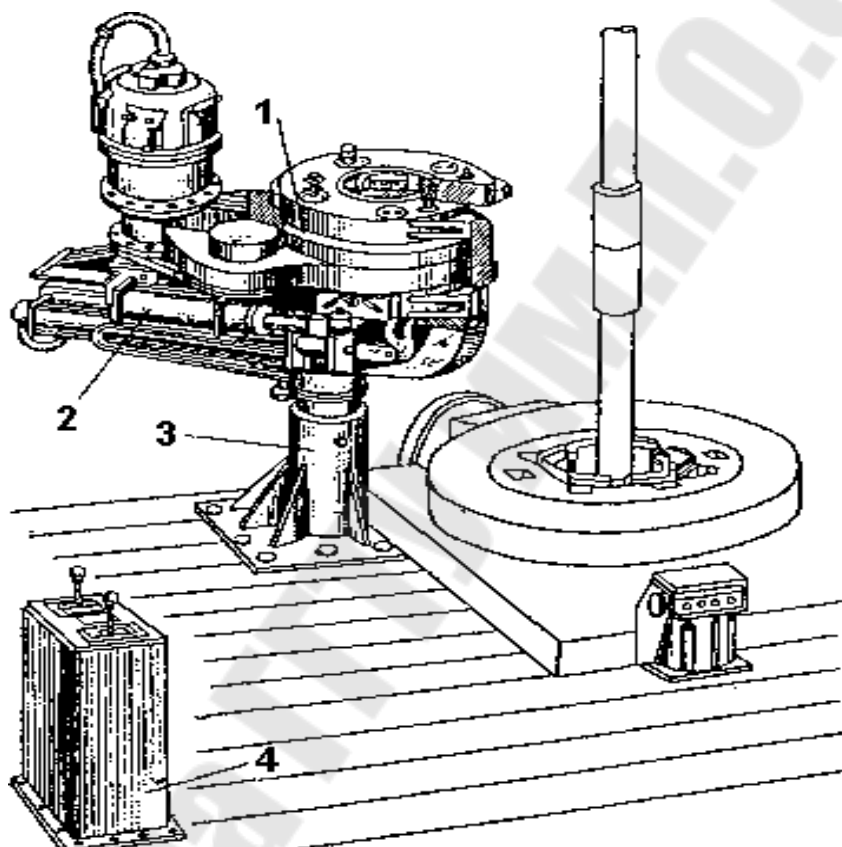


Рис.16.27. Автоматический буровой ключ АКБ – 3М: блок ключа; 2- каретка с пневмоцилиндрами; 3- стойка; 4- пульт управления

#### 16.4.1 Оборудование БУ для реализации роторного бурения скважин

При бурении глубоких скважин на нефть и газ наибольшее распространение получило вращательное бурение.

Различают следующие основные способы вращательного бурения:

- 1) роторное бурение, при котором двигатель, приводящий во вращение долото на забое с помощью колонны бурильных труб, находится на поверхности;

2) бурение с использованием забойного (погружного) двигателя, при котором двигатель расположен у забоя скважины, над долотом (турбобур, винтовой двигатель, электробур).

Роторное и турбинное бурение являются основными способами проводки скважин, их применяют повсеместно.

### **Назначение ротора буровой установки**

Буровой ротор предназначен для выполнения следующих функций:

- вращение (вертикально перемещаемой) бурильной колонны в процессе проходки скважины роторным способом;
- восприятие реактивного крутящего момента и обеспечение продольной подачи бурильной колонны при использовании забойных двигателей;
- удержание бурильной или обсадной колонны труб над устьем скважины при наращивании и спускоподъемных операциях;
- проворачивание инструмента при аварийных работах, встречающихся в процессах бурения и крепления скважины.

Роторы относят к числу основных механизмов буровой установки. Их различают по диаметру проходного отверстия, мощности и допускаемой статической нагрузке. По конструктивному исполнению роторы делят на неподвижные и перемещающиеся возвратно-поступательно относительно устья скважины в вертикальном направлении.

Привод ротора осуществляется посредством цепных, карданных и зубчатых передач от буровой лебедки, коробки передач либо индивидуального двигателя. В зависимости от привода роторы имеют ступенчатое, непрерывно-ступенчатое и непрерывное изменение скоростей и моментов вращения. Для восприятия реактивного крутящего момента их снабжают стопорными устройствами, устанавливаемыми на быстроходном валу либо на столе ротора. Подвижные детали смазываются разбрызгиванием и принудительным способом. Поставляют роторы в двух исполнениях – с пневматическим клиновым захватом (ПКР) для удержания труб и без него.

### **Конструктивные особенности ротора**

В буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют роторы, неподвижно

устанавливаемые над устьем скважины. Типовая конструкция ротора УР-560 (рис. 16.28) производства «Уралмашзавода» состоит из станины 9 и стола 2, приводимого во вращение от быстроходного вала 7 с помощью конических шестерни 10 и колеса 6. Межосевой угол передачи составляет  $90^\circ$ .

Станину ротора в большинстве случаев выполняют литой из конструкционных нелегированных сталей. Форма и ее геометрические размеры определяются конструктивными, эксплуатационными, технологическими и эстетическими требованиями. В станине выполнены горизонтальная и вертикальная расточки для размещения быстроходного вала и стола ротора.

Стол 2 ротора представляет собой полую стальную отливку с наружным диском, прикрывающим вертикальную расточку станины. В верхней части он имеет квадратное углубление для разъемного вкладыша (втулки) 4. В свою очередь, вкладыши имеют квадратное углубление для зажима 5, переходящее в конус. При бурении во вкладыши вставляют квадратные либо роликовые зажимы ведущей трубы, а при спускоподъемных операциях – клинья, удерживающие колонну труб над ротором. Разъемная конструкция вкладышей и зажимов обеспечивает их установку в ротор в тех случаях, когда его отверстие занято трубой. Втулки и зажимы удерживаются в роторе с помощью поворотных защелок. Между зажимом и ведущей трубой возникает трение скольжения, вызывающее изнашивание поверхностей их контакта. При использовании роликовых зажимов ведущая труба перекачивается по роликам, установленным на подшипниках качения, и благодаря этому ее износ снижается.

Стол ротора с напрессованным коническим колесом устанавливают в вертикальной расточке станины на основной 3 и вспомогательной 12 опорах. В качестве опор используют упорно-радиальные шариковые подшипники, которые вследствие зеркального расположения и осевой затяжки способны воспринимать двусторонние осевые нагрузки.

На основную опору действуют собственный вес стола ротора и колонны труб, удерживаемый им при спускоподъемных операциях. В процессе бурения скважины бурильная колонна подвешивается к вертлюгу, и на основную опору действуют собственный вес стола и силы трения, возникающие в результате скольжения ведущей трубы относительно зажимов 5 ротора.

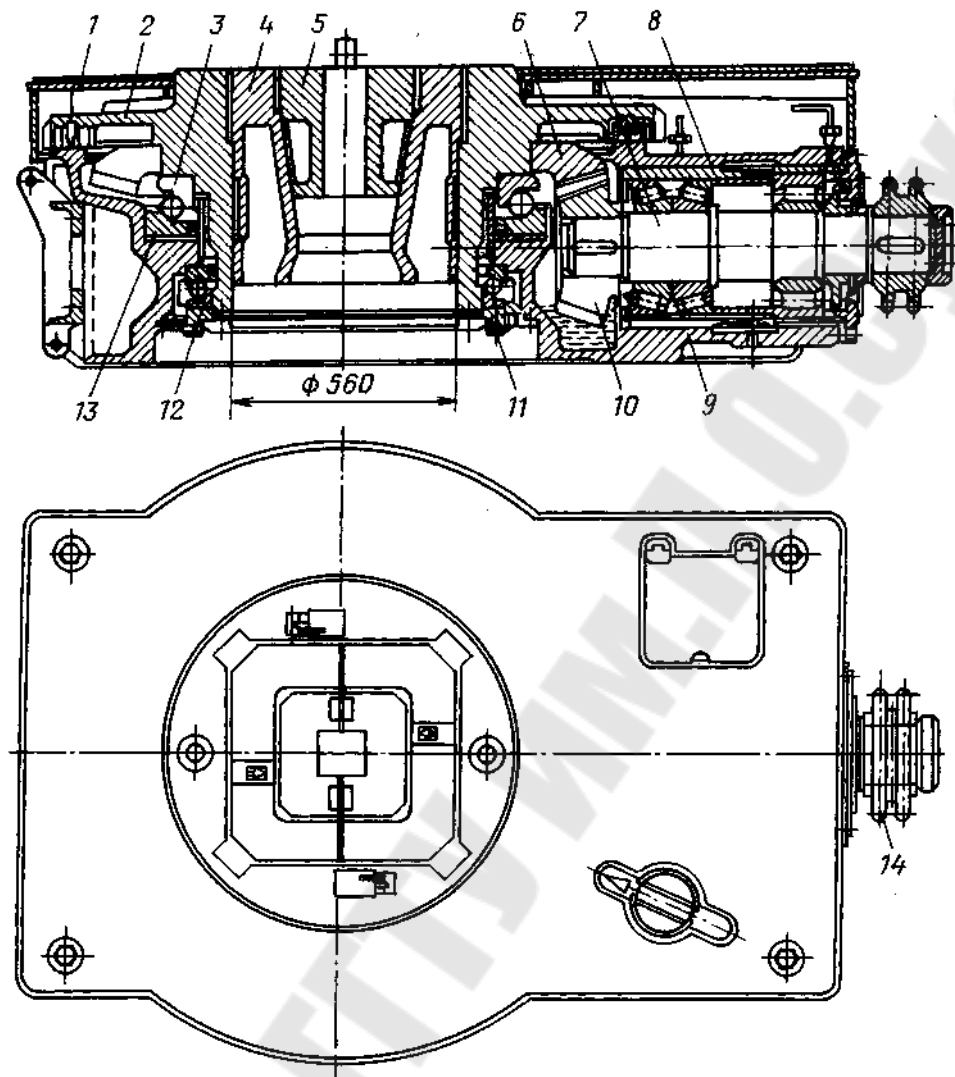


Рис. 16.28. Конструкция бурового ротора УР-560

Подшипники и стол ротора вращаются при роторном бурении и остаются в основном неподвижными при спускоподъемных операциях и бурении забойными двигателями, если не учитывать их вращения при периодическом проворачивании буровой колонны.

На вспомогательную опору действуют усилия от предварительного осевого натяга подшипника и случайные нагрузки от трения и ударов, возникающие при подъеме труб, долота и другого инструмента в результате их раскачивания и смещения относительно оси стола ротора. Для нормальной работы ротора важное значение имеет предварительный осевой натяг вспомогательного подшипника. Правильно выбранный натяг обеспечивает плотное прилегание шариков к беговым дорожкам, уменьшает износ поверхностей качения, повышает долговечность и нагружаемость подшипников,

предупреждает вращение шариков под действием гироскопических моментов и благодаря этому снижает коэффициент трения.

Чрезмерный натяг столь же опасен, как и недостаточный, так как вызывает защемление шариков, перегрузку поверхностей качения и повышенное тепловыделение. Натяг подшипника основной опоры создается собственным весом стола ротора, а его осевое положение регулируется стальными прокладками 13, установленными под нижним кольцом основной опоры. Осевой натяг вспомогательного подшипника регулируется прокладками, которые устанавливаются между нижним торцом стола ротора и фланцем 11, соединяемыми болтами.

Вследствие неизбежной несоосности центрирующих поверхностей стола и станины ротора шарики могут сместиться от оси симметрии беговых дорожек, и в результате этого нарушится правильная работа подшипников. Для устранения несоосности центрируют одно кольцо подшипника, а другое свободно перемещается по радиусу. Под действием нагрузки свободное кольцо самоцентрируется относительно шариков, и благодаря этому обеспечивается равномерное нагружение шариков, способствующее увеличению долговечности подшипника. Обычно свободное кольцо подшипника устанавливают в станине ротора.

Упорно-радиальные шариковые подшипники выбирают по диаметру проходного отверстия стола ротора. Нагрузочная способность подшипников заданного диаметра и типа зависит от их серии. В основной опоре ствола ротора используют подшипники с шариками диаметром 63,5 – 101,6 мм, а во вспомогательной опоре – подшипники более легких серий с шариками диаметром 38,1–47,6 мм. Конические роликоподшипники, обладающие по сравнению с шариковыми более высокой несущей способностью, в опорах стола ротора используют редко. Это обусловлено сравнительно высокой стоимостью и повышенной чувствительностью к перекосам, вызывающим резкое снижение срока их службы. Относительное положение основной и вспомогательной опор ротора может быть иным. Например, в роторе УР-760 вспомогательная опора устанавливается над основной.

Быстроходный вал с конической шестерней, закрепленной шпонкой, монтируют в стакане 8 и в собранном виде устанавливают в горизонтальную расточку станины. Стакан предохраняет станину от вмятин, образующихся при установке подшипников и их



проворачивании под нагрузкой. Консольное расположение шестерни на быстроходном валу удобно для компоновки и сборки ротора. Однако при этом возрастают требования к жесткости вала, так как вследствие его деформации нарушается равномерное распределение контактных давлений в зацеплении шестерни и колеса, что приводит к снижению их долговечности.

С этих позиций шестерню лучше располагать между двумя опорами. Однако, учитывая удобство монтажа и ремонта, быстроходные валы во всех конструкциях роторов изготавливают с консольным расположением шестерни. При этом снижается изгибающий момент, так как шестерня максимально приближена к опоре вала. На наружном конце быстроходного вала установлена цепная звездочка 14 либо карданная муфта. Для безопасности и удобства обслуживания ротор закрывают крышкой 1.

При бурении с использованием забойных двигателей стол ротора стопорится и благодаря этому предотвращается вращение бурильной колонны под действием реактивного крутящего момента. Стопорение осуществляется фиксатором, который входит в радиальные пазы диска стола ротора.

### **Вертлюг**

1) Вертлюг, являясь верхней опорой для бурового инструмента, предназначен для подвода бурового раствора во вращающуюся бурильную колонну. В процессе бурения вертлюг подвешивается к автоматическому элеватору либо к крюку талевого механизма и посредством гибкого бурового шланга соединяется со стояком напорного трубопровода буровых насосов. При этом ведущая труба бурильной колонны соединяется с помощью резьбы с вращающимся стволом вертлюга, снабженным проходным отверстием для бурового раствора.

2) Во время спускоподъемных операций вертлюг с ведущей трубой и гибким шлангом отводится в шурф и отсоединяется от талевого блока. При бурении забойными двигателями вертлюг используется для периодических проворачиваний бурильной колонны с целью предотвращения прихватов.

3) В процессе эксплуатации вертлюг испытывает статические осевые нагрузки от действия веса бурильной колонны и динамические нагрузки, создаваемые продольными колебаниями долота и пульсацией промывочной жидкости. Детали вертлюга,

контактирующие с раствором, подвергаются абразивному износу. Износостойкость трущихся деталей вертлюга снижается в результате нагрева при трении.

4) К вертлюгам предъявляются следующие основные требования:

- поперечные габариты не должны препятствовать его свободному перемещению внутри вышки при наращивании бурильной колонны и спускоподъемных операциях;
- быстроизнашиваемые узлы и детали должны быть удобными для быстрой замены в промышленных условиях;
- подвод и распределение масла должны обеспечить эффективную смазку и охлаждение трущихся деталей вертлюга;
- устройство для соединения с талевым блоком должно быть надежным и удобным для быстрого отвода и выноса вертлюга из шурфа.

#### **5) Основные элементы конструкции вертлюга**

5.1) Вертлюги, применяемые в буровых установках для бурения эксплуатационных и глубоких разведочных скважин, имеют общую конструктивную схему и различаются в основном по допускаемой осевой нагрузке. Конструктивные отличия некоторых узлов и деталей отечественных и зарубежных вертлюгов обусловлены требованиями изготовления и сборки, разрабатываемых с учетом производственных возможностей заводов-изготовителей, а также периодической модернизацией вертлюгов с целью повышения их надежности и долговечности.

5.2) Устройство современных вертлюгов показано на (рис. 16.29). Корпус 4 вертлюга изготавливается из углеродистой или низколегированной стали и представляет собой полую отливку с наружными боковыми карманами для штропа 12, посредством которого вертлюг подвешивается к крюку талевого механизма. Штроп имеет дугообразную форму и круглое поперечное сечение. Он изготавливается методом свободнойковки из легированных сталей марок 40ХН, 38ХГН, 30ХГСА.

На высаженных концах штропа растачиваются отверстия для пальцев 7, соединяющих штроп с корпусом вертлюга. Пальцы устанавливаются в горизонтальных расточках карманов и корпуса и предохраняются от выпадения и проворотов стопорной планкой 8, которая входит в торцовый паз пальца и приваривается к корпусу вертлюга. При отводе ведущей трубы в шурф штроп вертлюга

отклоняется от вертикали и занимает положение, удобное для разъединения и соединения его с крюком талевого механизма.

Угол поворота штропа ограничивается стенками карманов корпуса вертлюга и не превышает  $45^\circ$ . На пальцах штропа выполнены смазочные канавки и отверстия с резьбой для пружинных масленок. Резьба смазочных отверстий используется для завинчивания рым-болтов, с помощью которых проводится распрессовка пальцев вертлюга.

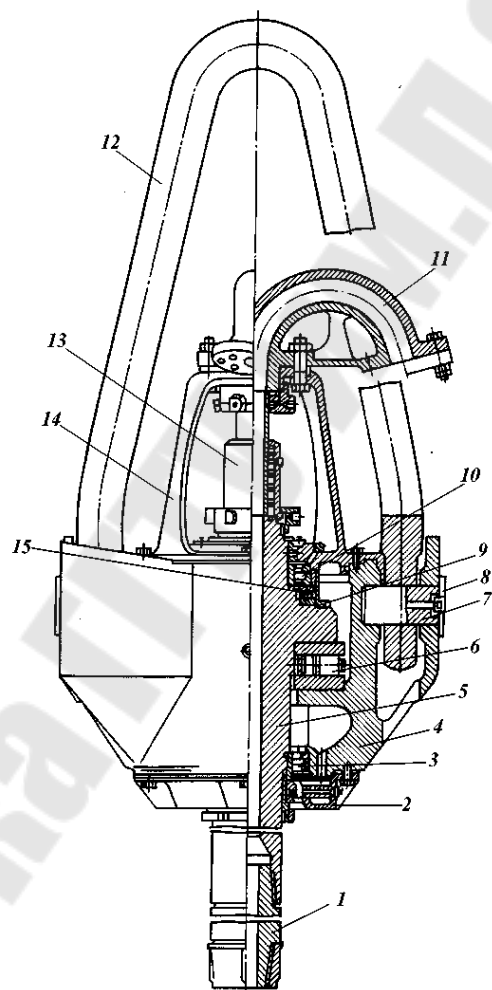


Рис.16.29. Конструкция вертлюга УВ-250

В корпусе вертлюга на упорных и радиальных подшипниках вращается ствол 5 с переводником 1 для соединения вертлюга с ведущей трубой буровой колонны. Ствол представляет собой стальной цилиндр с центральным проходным отверстием для промывочной жидкости и с наружным фланцем для упорных подшипников. Ствол вращается с частотой бурового ротора и

испытывает нагрузки, создаваемые буровым инструментом и промывочной жидкостью, нагнетаемой в скважину. По сравнению с другими несущими узлами и деталями ствол вертлюга наиболее нагружен. Это предъявляет повышенные требования к его прочности. Стволы вертлюгов изготавливают из фасонных поковок, получаемых методом свободнойковки. Благодаря применению таких заготовок снижаются расход материала и затраты на механическую обработку. Для стволов используют стали марок 40Х, 40ХН, 38ХГН, приобретающие в результатековки более совершенную кристаллическую структуру и повышенные механические свойства.

Осевое положение ствола вертлюга фиксируется упорными подшипниками 6 и 9. Основная опора ствола – подшипник 6, нагружаемый весом ствола и бурового инструмента, когда вертлюг посредством штропа удерживается в подвешенном состоянии. Вспомогательной опорой ствола являются подшипник 9, нагружаемый собственным весом корпуса и других невращающихся деталей, когда вертлюг опирается на ствол, а штроп вертлюга находится в свободном состоянии. Это происходит при установке вертлюга с ведущей трубой в шурф и в процессе бурения скважины, когда из-за недостаточного веса бурильной колонны нагрузку на долото дополняют весом вертлюга.

В рассматриваемой конструкции вертлюга в основной опоре ствола установлен упорный подшипник с короткими цилиндрическими роликами. Благодаря укороченной длине снижается скольжение роликов относительно колец при вращении ствола. Это благоприятно влияет на износ и нагрев подшипников. Подшипники с коническими и сферическими роликами обладают большей нагрузочной способностью по сравнению с подшипниками, имеющими короткие цилиндрические ролики. Поэтому в тяжело наружных вертлюгах преимущественно применяются упорные подшипники с коническими либо сферическими роликами. Для повышения долговечности в модернизированных вертлюгах ОАО «Уралмашзавод» (УВ-250 МА) используются конические упорные подшипники.

Для центрирования роликов относительно ствола подшипник 6 снабжен внутренним сепаратором. Наружный сепаратор предохраняет ролики от смещения под действием центробежных сил. В менее нагруженной вспомогательной опоре используется шариковый упорный подшипник. Ствол центрируется в корпусе

радиальными роликовыми подшипниками 3 и 10. Упорные подшипники центрируются по кольцу, установленному на стволе. Второе кольцо является свободным и благодаря этому самоцентрируется относительно тел качения подшипника.

Осевое положение ствола и натяг подшипников 9 и 10 регулируют прокладками между корпусом 4 и крышкой 14 вертлюга. Осевой натяг нижнего радиального подшипника регулируют установочной втулкой, навинченной на ствол вертлюга и предохраняемой от отвинчивания стопорными винтами. Наружное кольцо подшипника удерживается пружинным стопором, установленным в кольцевом пазу корпуса. Для соединения вертлюга с ведущей трубой бурильной колонны используется сменный ниппельный переводник 1, предохраняющий резьбу ствола от износа и механических повреждений.

На стволе вертлюга и верхнем переводнике ведущей трубы выполнена внутренняя резьба, поэтому для их соединения используется переводник ниппельного типа. С целью предотвращения самоотвинчивания при вращении долота на стволе вертлюга, переводниках и верхнем конце ведущей трубы выполнена левая резьба. Нижний переводник ведущей трубы и все другие соединения бурильной колонны имеют правую резьбу, совпадающую с направлением вращения долота.

Корпус вертлюга закрывается верхней 14 и нижней 2 крышками с центральными отверстиями для выводных концов ствола. Крышки крепятся к корпусу болтами. Верхняя крышка снабжена стойками и вторым фланцем, на котором укреплен отвод 11 для соединения вертлюга с буровым шлангом. Из отвода промывочная жидкость поступает в проходное отверстие ствола через промежуточное устройство 13.

Полость между корпусом 4 с крышками 14, 2 и стволом вертлюга 5 заполняется жидким маслом для смазки основного и нижнего радиального подшипников. Стакан 15 ствола образует отдельную масляную ванну для смазки вспомогательного и верхнего радиального подшипников. Масло заливается через отверстие в верхней крышке корпуса. Для слива отработанного масла предусмотрено отверстие в нижней крышке корпуса. Уровень масла проверяется контрольной пробкой, ввинченной в корпус вертлюга. Масляные отверстия закрываются резьбовыми пробками.

#### **16.4.2 Описание систем оборудования буровой установки для промывки скважин**

Технологическое оборудование буровой установки для промывки скважин состоит из трех взаимосвязанных технологических систем:

- 1) Системы приготовления и обработки бурового раствора;
- 2) Системы очистки бурового раствора;
- 3) Системы циркуляции бурового раствора (циркуляционной системы буровой установки).

##### **Система приготовления и обработки бурового раствора**

Система приготовления и обработки бурового раствора состоит из:

- 1) Блока приготовления раствора, включающего:
  - дозатор;
  - смеситель;
  - перемешиватель;
  - диспергатор.
- 2) Блока обработки раствора, включающего:
  - дозатор;
  - смеситель;
  - перемешиватель.

##### **Система очистки бурового раствора**

Система очистки бурового раствора состоит из:

- 1) Блока очистки раствора от шлама, включающего:
  - вибросито (сито-конвейер)ойник;
  - отстойник;
  - гидроциклонный пескоотделитель;
  - гидроциклонный илоотделитель;
  - гидроциклонный глиноотделитель;
  - центрифугу.
- 2) Блока очистки раствора от газа, включающего:
  - газовый сепаратор;
  - дегазатор.

##### **Циркуляционная система буровой установки**

Циркуляционная система буровой установки включает:

- 1) Блок подпорных насосов;
- 2) Блок буровых насосов;
- 3) Блок резервуаров;
- 4) Механические перемешиватели;

- 5) Гидравлические перемешиватели;
- 6) Желоб.

## **16.5. Буровые насосы**

### **Назначение и общие требования**

В системе промывки скважин буровые насосы предназначены для следующего:

- нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на дневную поверхность;
- охлаждения и смазки долота;
- создания гидромониторного эффекта при бурении долотами с насадками;
- приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

К буровым насосам предъявляют следующие основные требования:

- 1) подача бурового промывочного раствора должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;
- 2) мощность насоса должна быть достаточной для промывки скважины и привода забойных гидравлических двигателей;
- 3) скорость промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения;
- 4) насосы должны быть приспособлены для работы с абразиво- и масло-содержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;
- 5) узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;
- 6) крупногабаритные узлы и детали должны быть снабжены устройствами для надежного захвата и перемещения при ремонте и техническом обслуживании;
- 7) узлы и детали приводной части должны быть защищены от промывочного раствора и доступны для осмотра и технического обслуживания;

8) насосы должны быть приспособлены к транспортировке в собранном виде на далекие и близкие расстояния и к перемещению волоком в пределах буровой;

9) конструкция насосов должна допускать правое и левое расположение двигателей насосного агрегата;

10) надежность и долговечность насосов должны сочетаться с их экономичностью и безопасностью эксплуатации.

Технические условия на изготовление буровых насосов регламентируются ГОСТом.

С ростом глубины бурения значительно увеличиваются и мощности буровых насосов. Освоены и намечаются к производству новые модели буровых насосов, отвечающие возросшим требованиям бурения.

Буровые насосы непрерывно совершенствуются: повышаются надежность и долговечность, снижается масса и сокращаются материальные и трудовые затраты на их изготовление, эксплуатацию и ремонт.

Это обусловило широкую номенклатуру моделей и модификаций буровых насосов, используемых в отечественной и зарубежной практике бурения эксплуатационных и разведочных скважин.

### **Выбор основных технических показателей насосов**

Подачу, давление и полезную мощность буровых насосов выбирают на основе требований, предъявляемых технологией промывки скважин. Исходной является объемная подача, от которой зависят эффективность роторного бурения и нормальная работа забойных двигателей. Установлено, что для эффективной очистки скважины и выноса шлама, а также нормальной работы забойных гидравлических двигателей скорость восходящего потока бурового раствора (в м/с), как правило, должна соответствовать значениям, приведенным ниже.

Способ бурения: Забойными двигателями Роторный

Интервал бурения:

• под кондуктор..... 0,3 – 0,4;.....0,2 – 0,3.

• под промежуточную

и эксплуатационную

колонны: ..... 0,5 – 0,8;..... 0,4 – 0,6;

при промывке водой:.... 0,6 – 1,0..... 0,5 – 0,8.



Дальнейшее увеличение скорости восходящего потока сопровождается неоправданным ростом давления насосов и возможным снижением механической скорости бурения. При опасностях образования сальников и осыпания горных пород скорость восходящего потока в осложненных зонах ствола скважины повышается до 1,2–1,4 м/с.

Рабочие органы буровых насосов преимущественно выполняются в виде поршней. Наиболее распространены двухпоршневые насосы двустороннего действия. При этом в насосах двустороннего действия жидкость перемещается в поршневой и штоковой полостях и за один двойной ход поршня совершаются два цикла всасывания и нагнетания. Однако с ростом давления нагнетания повышается нагрузка на шток, что приводит к увеличению диаметра штока и уменьшению диаметра поршня, при этом снижается объем рабочих камер цилиндров со стороны привода буровых насосов типа «Дуплекс». Последнее увеличивает пульсацию давления.

Поэтому на смену двухпоршневым насосам двустороннего действия в последние годы приходят трехпоршневые насосы одностороннего действия.

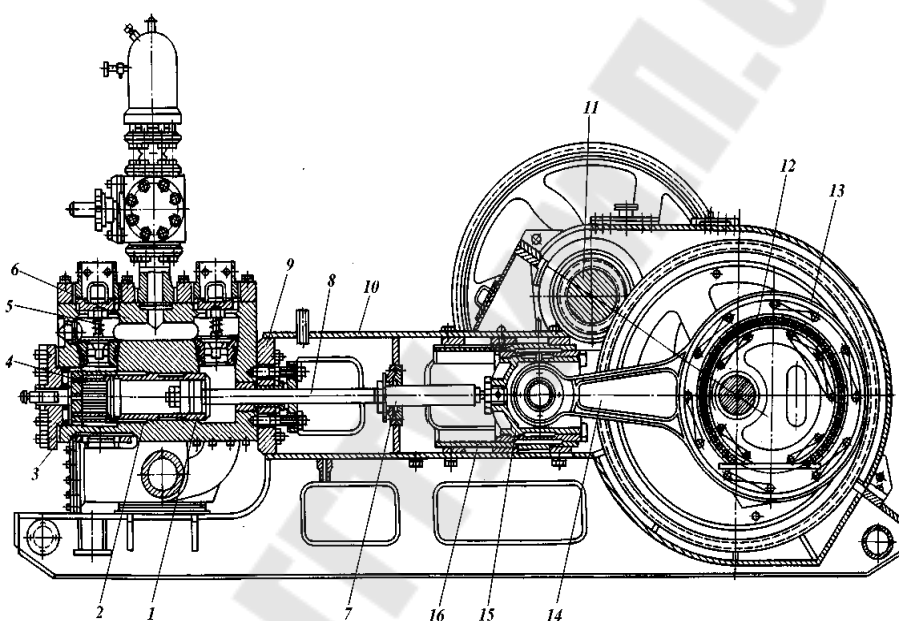
При одностороннем действии жидкость перемещается в поршневой полости рабочей камеры и за один двойной ход совершается один цикл всасывания и нагнетания. В буровых насосах используются самодействующие пружинные клапаны тарельчатой конструкции. Всасывающие и нагнетательные клапаны взаимозаменяемы. Оси поршней параллельны и располагаются в горизонтальной плоскости по одну сторону от привода насоса. Ведущее звено буровых насосов, сообщающее движение поршням, выполняется в виде вращающегося эксцентрикового, кривошипного, пальцевого либо коленчатого вала.

Ведущий вал приводится от трансмиссионного вала насоса посредством цилиндрической зубчатой пары. Промывочная жидкость перемещается по одноступенчатой и однопоточной схеме, через общую приемную линию и один отвод. Подача насоса изменяется с помощью сменных цилиндрических втулок либо изменением числа ходов насоса. Пульсации давления, вызываемые неравномерной скоростью поршней, снижаются до практически приемлемого уровня при помощи пневматических компенсаторов. В буровых насосных агрегатах используются преимущественно электродвигатели и

дизели, вращение которых передается трансмиссионному валу насоса клиноременной либо цепной передачей.

### **Конструктивные особенности буровых насосов Двухцилиндровые поршневые буровые насосы**

Буровые насосы У8-6МА (рис. 16.30) – это горизонтальные, поршневые, двухцилиндровые насосы двойного действия, состоящие из гидравлической и приводной частей, смонтированных на общей раме.



*Рис. 16.30.* Буровой насос У8-6М двухстороннего действия:

1 - поршень; 2 - цилиндрическая втулка; 3 - крышка цилиндра; 4 - упорный стакан; 5 - нагнетательный клапан; 6 - корпус клапанной коробки; 7 - надставка штока; 8 - шток; 9 - сальниковое уплотнение штока; 10 - корпус насоса; 11 - трансмиссионный вал; 12 - коренной вал; 13 – ведомая головка шатуна; 14 - шатун; 15 - ползун; 16 - направляющие ползуна

Гидравлическая часть насоса У8-6М состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блока пневматических компенсаторов. Приемная коробка насоса соединяет всасываемую трубу со всасывающими клапанами. Внутри гидравлических коробок устанавливают сменные цилиндрические втулки, внутренний диаметр которых выбирают в

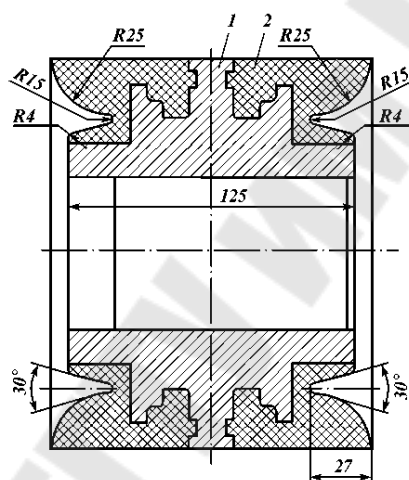
зависимости от требуемого давления и подачи насоса. Наружные размеры всех втулок одинаковы.

С целью повышения сроков службы втулок внутренняя поверхность их подвергается термической обработке.

В цилиндрических втулках перемещаются поршни (рис. 16.31). Поршень, насаженный на конический хвостовик штока, состоит из сердечника с конической расточкой и привулканизированных к нему двух резиновых манжет.

При вращении эксцентрикового вала насоса через шатуны, ползуны и штоки поршни получают возвратно-поступательное движение.

а)



б)



Рис.16.31. Поршень (а) и шток (б) поршня бурового насоса У8-6М: 1- сердечник; 2-привулканизированные резиновые манжеты

Для увеличения долговечности уплотнения штоки насоса смазываются и охлаждаются жидким маслом. Масло подается на штоки насосом. Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала.

Приводная часть насоса состоит из узлов коренного вала (рис. 16.32), трансмиссионного вала (рис. 16.33) и ползуна (рис. 16.34), установленных в литой чугунной станине. Станина насоса крепится к его раме восемью болтами. Для удобства транспортировки рама насоса выполнена в виде салазков.

Коренной вал (см. рис. 16.32) выполнен в виде сварно-литой конструкции и состоит из двух эксцентриков 2, зубчатого венца 1 и вала 3. Зубчатый венец 1 напрессован на эксцентрики 2. Эксцентрики коренного вала смещены относительно друг друга на угол  $90^\circ$  и имеют эксцентриситет 200 мм. Эксцентриситет обеспечивает ход поршня 400 мм. Подшипники вала смазываются тем же маслом масляной ванны, находящейся в картере корпуса, что и зубчатое зацепление, с помощью разбрызгивания от зубчатой пары. Трансмиссионный вал приводит во вращение коренной вал при помощи косозубой шестерни 5 (см. рис. 16.33).

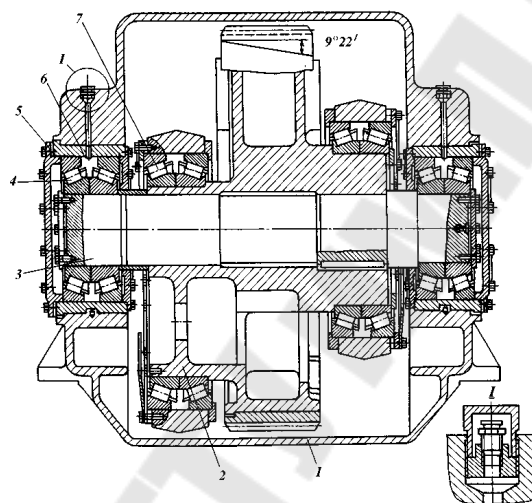


Рис.16.32. Узел коренного вала привода насоса У8-6М

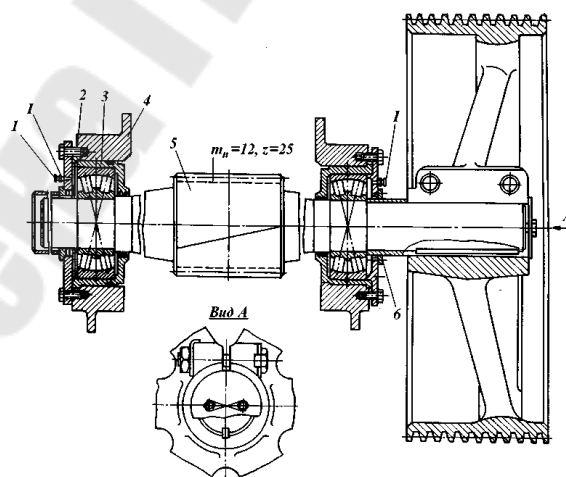


Рис.16.33. Трансмиссионный вал привода насоса У8-6М

Блок цилиндрического пневмокомпенсатора (рис. 16.34) насоса У8-6М предназначен для снижения величины колебаний давления в напорном трубопроводе. Он состоит из корпуса 5, на котором

установлены три воздушных колпака 3 с разделителем. Объем воздушной части каждого колпака 17 дм<sup>3</sup>. Воздушные колпаки имеют приспособление 2 для контроля давления газа в колпаках и предохранительный клапан 4. Воздушный колпак состоит из перфорированной трубы и резинового баллона. Корпус колпака опирается на фланец перфорированной трубы и крепится шпильками к фланцу корпуса блока пневмокомпенсатора. В результате затяжки гаек обжимается фланец резинового баллона и тем самым герметизируется полость между баллонами и колпаком. Для выпуска сжатого воздуха или газа в верхней части колпака имеются пробки 13. Каждый корпус колпака имеет вентиль 1, к которому подсоединяется приспособление для контроля давления газа в газовой полости колпаков. При помощи этого же приспособления колпаки заполняются газом. Колпачок 6 снимают и на резьбовой конец патрубка навинчивают накидную гайку шланга высокого давления 7, второй конец которого присоединяют к баллону со сжатым газом. До заполнения газом пневмо-компенсатора отвинчивают пробку 13 и заливают в газовую полость колпаков по 100-150 см<sup>3</sup> воды. Наличие воды обеспечивает более надежную герметизацию в тазовой полости колпаков.

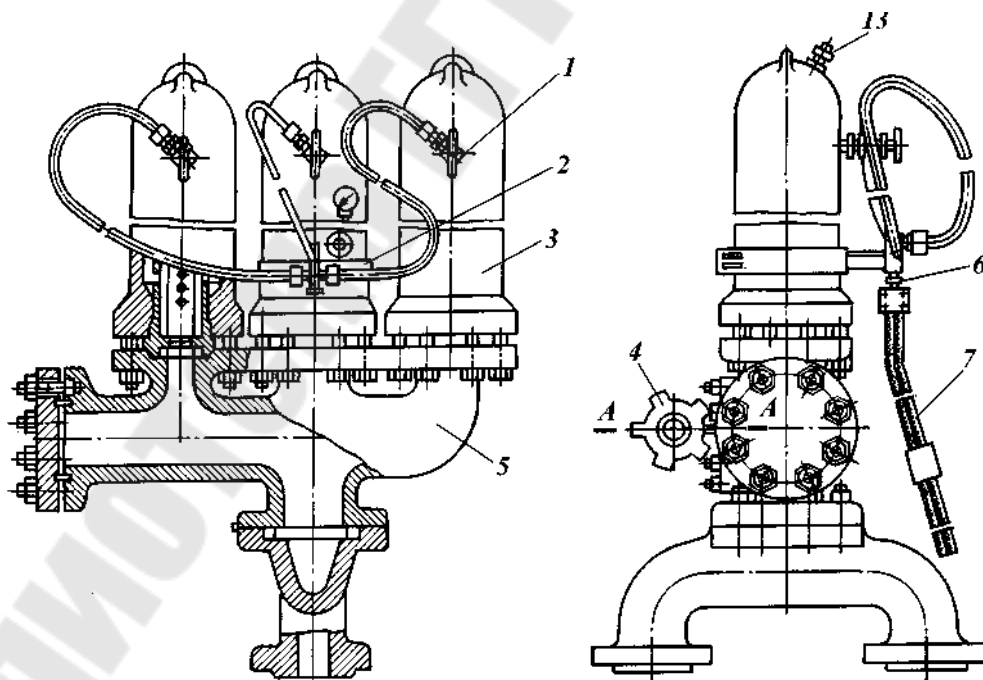


Рис.16.34. Блок цилиндрического пневмокомпенсатора бурового насоса У8-6М

Сферический пневмокомпенсатор (рис. 16.35), широко используемый в отечественной и зарубежной практике бурения, состоит из толстостенного сферического корпуса 9, крышки 5, штуцера 2 и эластичной диафрагмы 7. Корпус изготовливается из стального литья и после механической обработки имеет гладкую внутреннюю поверхность. Для такелажирования при монтаже и ремонте корпус снабжается проушинами. При одинаковой энергоемкости сферическая форма его по сравнению с цилиндрической придает пневмокомпенсатору компактность, при этом масса его меньше.

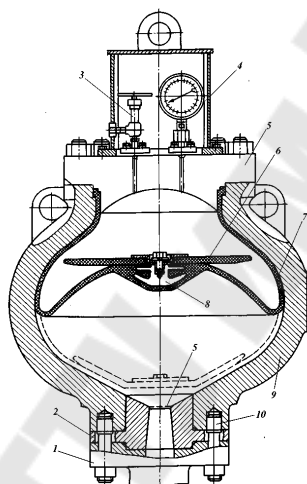


Рис.16.35. Сферический пневмокомпенсатор бурового насоса У8-6М

Диафрагма 7, отделяющая верхнюю газовую полость от жидкости, поступающей через штуцер, имеет сферическую форму с горловиной, уплотняемой в проточках корпуса и крышки 5. Крышка затягивается шпильками, ввинченными в корпус. Диафрагма изготавливается из прорезиненной ткани и при полной разрядке пневмокомпенсатора плавно прилегает к внутренней его поверхности. Образование складок и деформирование диафрагмы при этом нежелательны вследствие возможной потери эластичности, особенно в условиях низкой температуры.

Отверстие Б пневмокомпенсатора перекрывается конусным утолщением диафрагмы. Металлическая шайба 8 и диск 6 из прорезиненной ткани устраняют возможность выдавливания диафрагмы в отверстие штуцера 2 и способствуют плотному прилеганию конуса диафрагмы к штуцеру при вытеснении жидкости из пневмокомпенсатора во время остановок насоса. На крышке

установлен угловой вентиль 3 для зарядки пневмокомпенсатора сжатым газом.

Пневмокомпенсаторы заряжаются воздухом, нагнетаемым компрессором высокого давления либо азотом, доставляемым в баллонах.

Давление газа контролируется манометром 4, снабженным вентиляем. Манометр включается с помощью вентиля перед пуском насоса для контроля начального давления в пневмокамере. При работе насоса вентиль закрывается, поэтому манометр предохраняется от преждевременных поломок, вызываемых пульсацией давления в пневмокамере. Из насоса жидкость поступает в пневмокомпенсатор через штуцер 2, затягиваемый шпильками 10, которые одновременно служат для крепления пневмокомпенсатора к фланцу 1 нагнетательного коллектора.

### **Трехцилиндровые буровые насосы одностороннего действия**

За последние годы при бурении нефтяных и газовых скважин все более широко применяют трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия (рис. 16.36).

Трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия обеспечивают более равномерную подачу.

В сочетании с пневмокомпенсатором эти насосы могут обеспечить практически необходимую равномерность подачи и давления в напорном трубопроводе.

Поршневые насосы одностороннего действия характеризуются повышенной частотой и укороченной длиной хода поршней.

Вследствие этого уменьшаются их габариты и масса по сравнению с двухпоршневыми насосами двустороннего действия.

К другим преимуществам насосов одностороннего действия следует отнести отсутствие уплотнений штока, снижение необходимой степени редукции зубчатой передачи, сокращение числа клапанов насоса и манжет поршня.

Трехпоршневой буровой насос одностороннего действия отличается от двухпоршневого насоса одностороннего действия конструкцией одноименных узлов и деталей.

Трансмиссионный вал 7 (рис. 16.37) устанавливается на спаренных конических подшипниках 6, предназначенных для работы при особо тяжелых нагрузках.

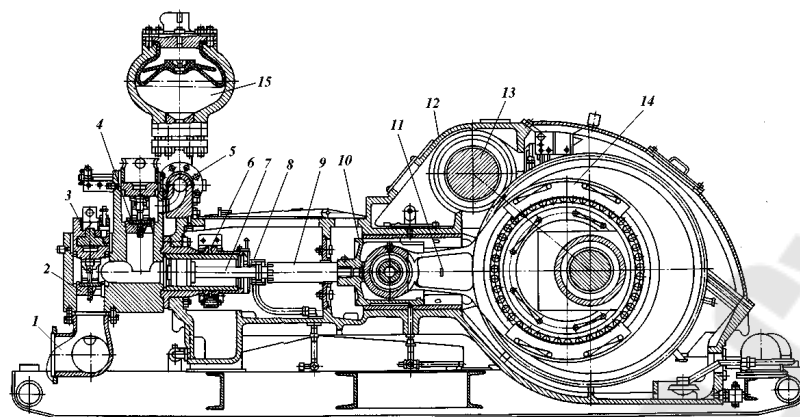


Рис. 16.36. Буровой поршневой насос одностороннего действия: 1 - всасывающий коллектор; 2, 4 - всасывающий и нагнетательный клапаны; 3 - крышка клапанной коробки; 5 - нагнетательный коллектор; 6 - цилиндрическая втулка; 7 - шток; 8 - быстросъемный хомут; 9 - контршток; 10 - ползун; 11 - шатун; 12 - станина насоса; 13 - трансмиссионный вал; 14 - коренной вал; 15 - пневмо-компенсатор

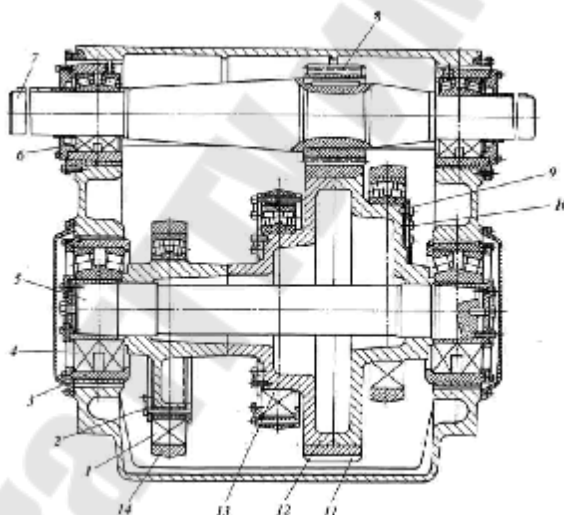


Рис. 16.37. Трансмиссионная часть трехпоршневого бурового насоса

Коренной вал состоит из трех литых эксцентриков 2, 10 и 13, которые жестко связаны с прямым валом 5, вращающимся на подшипниках 4, установленных в стакане 3. Равномерное угловое смещение эксцентриков способствует их взаимному уравновешиванию и устраняет вредное влияние дисбаланса на работу коренных подшипников вала.

Вращение коренному валу передается цилиндрической зубчатой передачей, состоящей из шестерни 8 и зубчатого венца 11 с косыми либо шевронными зубьями, закрепленного на литом ободе 12.



Зубчатая передача смещена относительно продольной оси насоса и располагается между средним 13 и крайним 10 эксцентриками.

Мотылевые шейки шатунов 14 соединяются с эксцентриками посредством роликовых подшипников 1, закрепленных кольцевыми секторами 9.

Благодаря меньшей длине хода поршня диаметр эксцентриков и длина шатуна насосов одностороннего действия меньше, чем у насосов двустороннего действия.

Подвижные детали и узлы приводного блока смазываются с помощью масляного насоса и окунанием в масляную ванну.

Гидрокоробки насосов одностороннего действия различаются взаимным расположением всасывающего 1 и нагнетательного 2 клапанов.

Несоосное расположение клапанов (рис. 16.38, а) обеспечивает удобство смены всасывающего клапана, но при этом увеличивается объем мертвого пространства рабочей камеры насоса, занимаемый жидкостью в конце хода нагнетания.

При соосном расположении клапанов (рис. 16.38, б) объем мертвого пространства уменьшается, однако затрудняется смена всасывающего клапана.

Подобно насосам двустороннего действия гидрокоробки крепятся к станине насоса и связаны между собой приемным 6 и нагнетательным 3 коллекторами.

Цилиндровые втулки 4 насосов одностороннего действия отличаются меньшей длиной и массой и имеют гладкую наружную поверхность (см. рис. 16.38, а) либо снабжены наружным кольцевым буртиком (см. рис. 16.38, б). Значительная часть цилиндрической втулки выносится из гидрокоробки в сторону приводного блока. В результате этого уменьшаются габариты гидрокоробок и длина штока.

Простая конструкция узлов крепления и уплотнения цилиндрических втулок способствует сокращению продолжительности ремонтных работ, связанных с их заменой.

Одностороннее действие насоса позволяет упростить конструкцию поршня 5.

Данные промысловых наблюдений показывают, что долговечность и ремонтпригодность трехпоршневых буровых насосов выше, чем двухпоршневых.

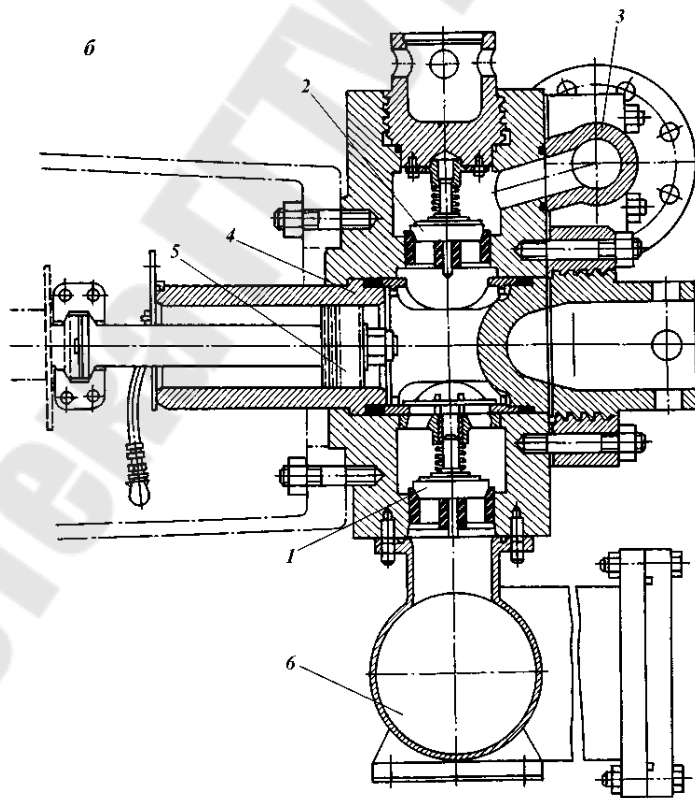
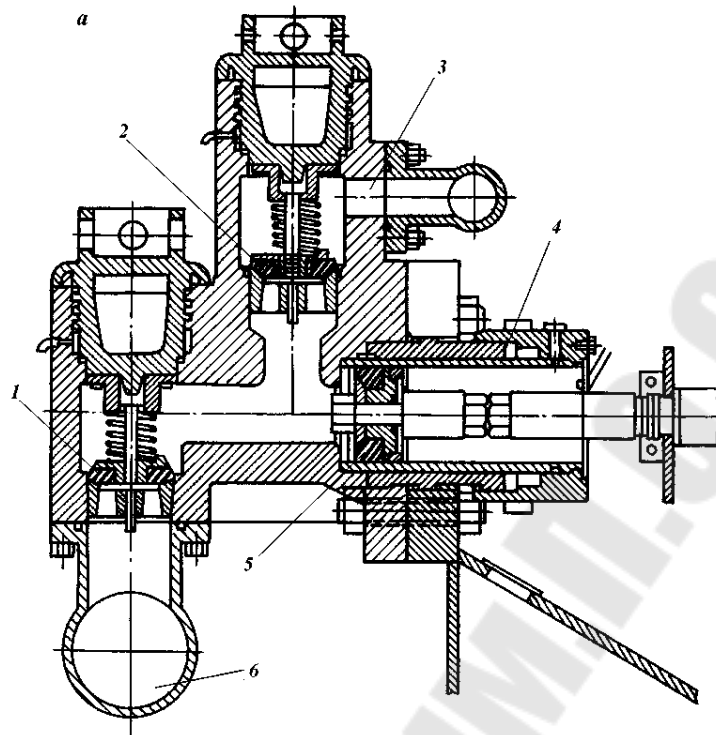


Рис. 16.38. Гидравлическая часть насоса одностороннего действия с различными гидравлическими коробками: а) с несоосным расположением клапанов; б) с соосным расположением клапанов

## Манифольд

Манифольдом или линией нагнетания называется участок трубопровода между буровым насосом и вертлюгом, по которому буровой раствор подается в бурильную колонну. Буровые насосы, входящие в комплект циркуляционной системы, имеют индивидуальные всасывающие линии и общий манифольд. Реже, при небольшом удалении от оси скважины, буровые насосы снабжаются индивидуальными манифольдами.

Манифольд (рис. 16.39) состоит из трубной обвязки 6 буровых насосов, трубной обвязки 8 вышечного блока, трубопровода 7, соединяющего обвязки в насосном и вышечном блоках, вспомогательного трубопровода 1 и пультов управления 4. Трубная обвязка насосов предназначена для подачи бурового раствора по отводам 2 насосов к распределителю с дроссельно-запорными устройствами 5. Отводы включают набор трубных секций и переходных колен, необходимых для соединения нагнетательного патрубка насоса с распределителем. На отводах устанавливают задвижки для слива бурового раствора, а также манометры с предохранительным устройством. Задвижки 3 распределителя служат для подачи бурового раствора в скважину либо в перемешивающие и очистные устройства циркуляционной системы.

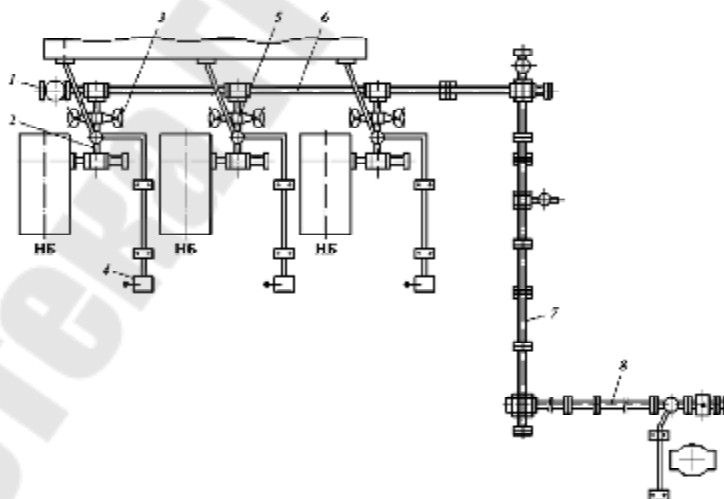


Рис.16.39. Схема манифольда

Трубная обвязка 8 вышечного блока состоит из стояка и распределительно-запорного устройства, позволяющего подавать буровой раствор в вертлюг либо в превентор, а также откачивать его от цементировочного агрегата. Стояк представляет собой набор соединенных трубных секций, закрепленных на правой ноге буровой

вышки. К стояку крепится изогнутое колено для присоединения бурового рукава (рис.16.40 – 16.41), по которому раствор подается в вертлюг.

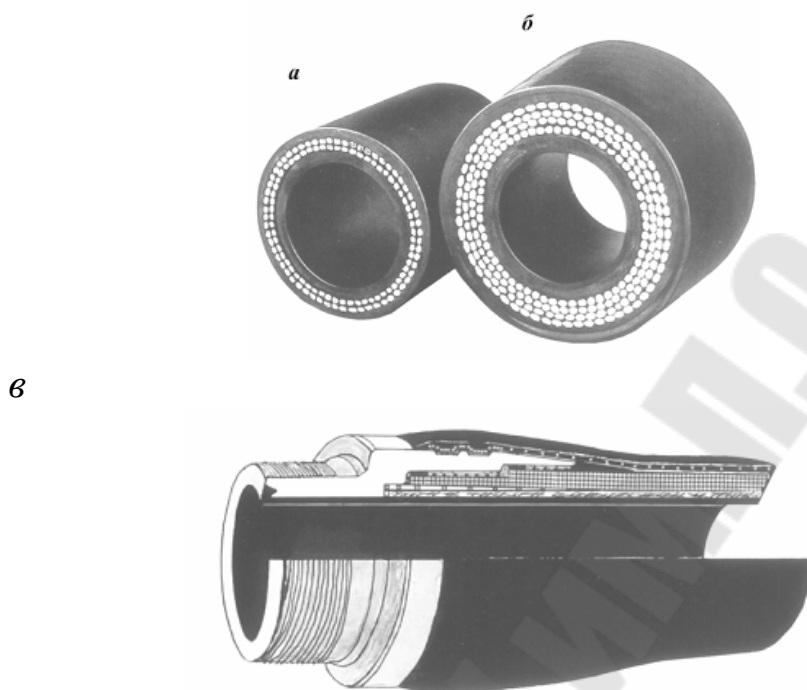


Рис.16.40. Буровые рукава: а) – двухслойные; б) – четырехслойные; в) – с присоединенным коническим резьбовым штуцером

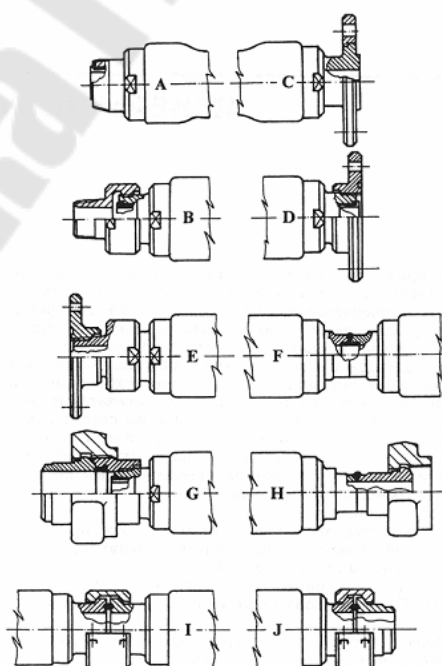


Рис.16.41. Виды присоединительных элементов буровых рукавов

В технической характеристике манифольдов указаны рабочее пробное давление, диаметр и толщина стенок труб, а также его масса. Манифольды изготовляют с рабочим давлением 20, 25, 32 и 40 МПа в зависимости от класса буровой установки; значения пробного давления составляют соответственно 30, 38, 48 и 60 МПа.

Диаметры проходного отверстия труб, используемых в манифольдах, составляют 80, 100 и 125 мм.

Для плавного перевода бурового насоса с холостого режима работы на рабочий применяют дроссельно-запорное устройство (рис. 16.42), которое приводится в действие сжатым воздухом, поступающим от компрессорной станции буровой установки. Управление этим устройством осуществляется четырехклапанным краном, установленным на пульте управления.

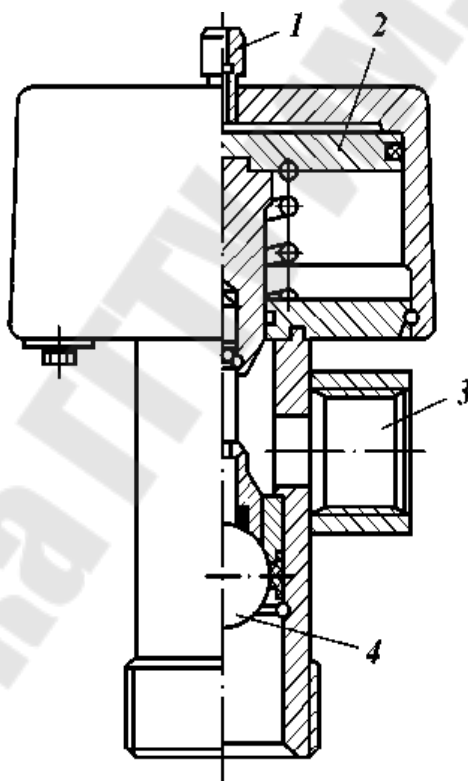
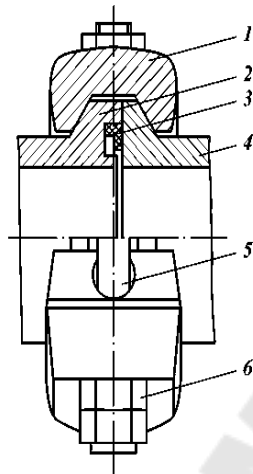


Рис. 16.42. Дроссельно-запорное устройство: 1 - штуцер для подвода сжатого воздуха; 2 - пневматический цилиндр с поршнем; 3 - выкид для раствора; 4 - шаровой клапан

Трубные секции манифольда соединяются при помощи быстроразъемных замковых соединений (рис. 16.43,а). Между отдельными блоками буровой установки трубы манифольда соединяются монтажными компенсаторами (рис. 16.43,б),

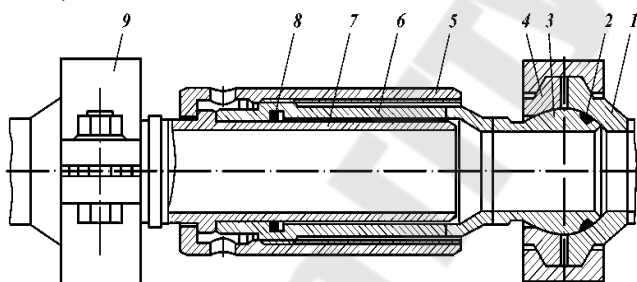
обеспечивающими угловое смещение соединяемых труб на  $10^\circ$  и линейное их смещение до 200 мм. Манифольд крепится к основанию буровой установки и вышке при помощи хомутовых соединений.

а)



1 - полухомут; 2, 4 - патрубки; 3 - армированная манжета;  
5 - шпилька; 6 - гайка

б)



1 - седло; 2 - уплотнение; 3 - шар; 4 - кольцо; 5 - коронка;  
6 - цилиндр; 7 - втулка; 8 - манжета; 9 - накидной замок

Рис.16.43. Виды соединений элементов манифольда: а) – с помощью быстроразъемного замкового соединения; б) – с помощью монтажного компенсатора

## 16.6 Оборудование системы приготовления и обработки бурового раствора

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 16.44) включает емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими перемешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащенный загрузочной воронкой

5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

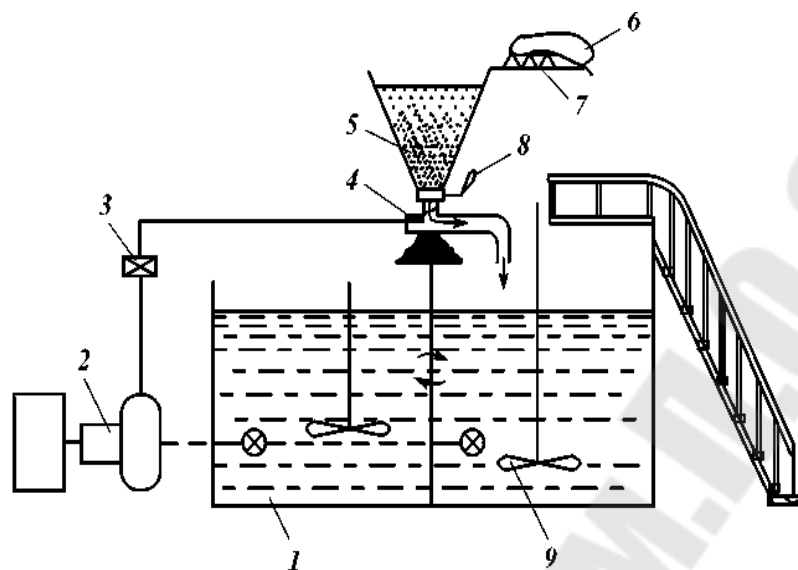


Рис.16.44. Технологическая схема приготовления бурового раствора

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость 1 заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20-30 м<sup>3</sup>) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидро-эжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируются шиберной заслонкой 8, а значение вакуума в камере - сменными твердосплавными насадками.

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчетным. Если раствор готовят впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают

в другие емкости циркуляционной системы (ЦС) либо в специальные запасные емкости.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Основные недостатки описанной технологии - слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м<sup>3</sup>/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов. Наиболее широко применяется БПР-70 Хадыженского машзавода (рис. 16.45).

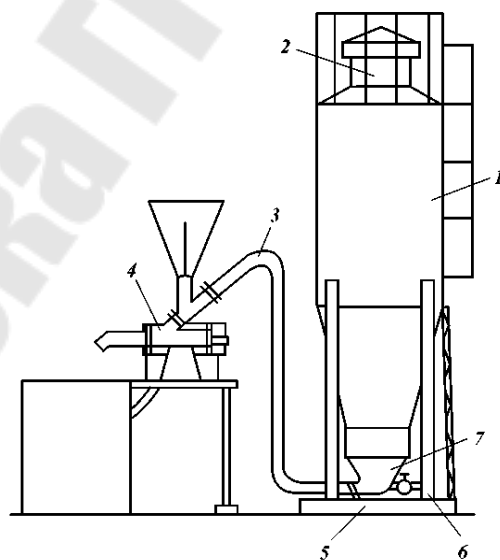


Рис. 16.45. Блок приготовления бурового раствора БПР-70 Хадыженского машзавода



БПР-70 представляет собой два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резиноканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера.

К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крыше бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба.

При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия БПР-70 состоит в следующем (рис. 16.46).

Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора.

Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2.

При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в

силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью.

Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубок закрыт пробкой.

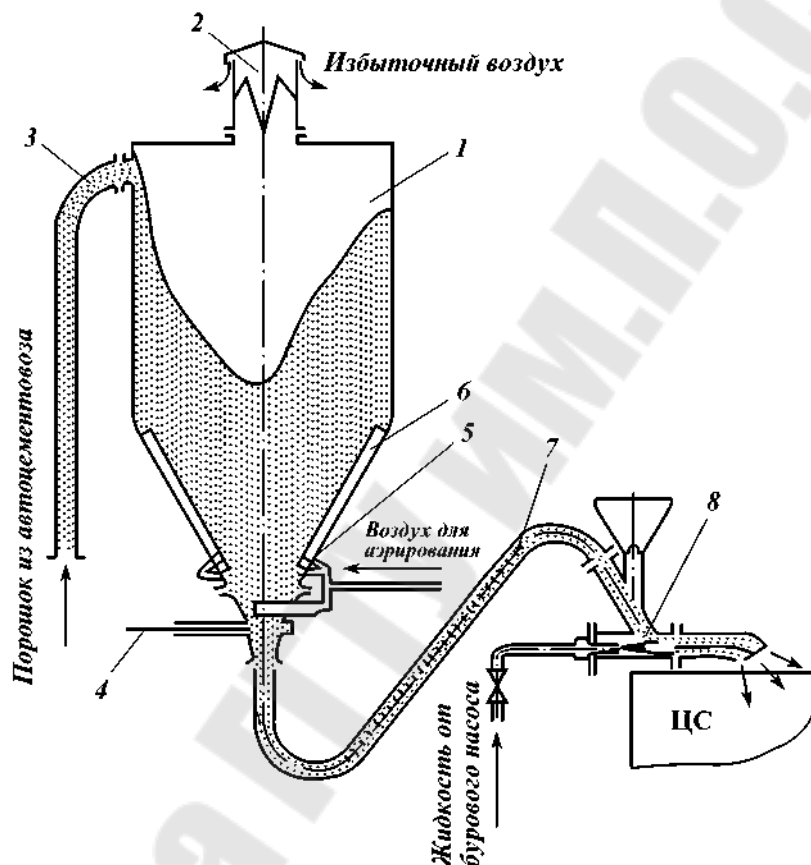


Рис. 16.46. Принцип действия блока приготовления раствора БПР-70: 1-силос; 2-фильтр; 3-загрузочная труба; 4 - разгрузочное устройство; 5 - система аэрирования; 6 - аэродорожка; 7 - подводящий шланг; 8 - гидросмеситель

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.

Для осуществления такого технологического процесса описанное выше оборудование обязывают в единую систему (рис.16.47).

Приготавливают новую порцию раствора в последней емкости ЦС, на которой устанавливают гидроэжекторные смесители с воронками и гидравлический диспергатор. Буровые насосы обвязывают с блоками приготовления раствора таким образом, чтобы они могли подавать раствор в диспергатор по линии высокого давления, а в гидроэжекторные смесители – по линии низкого давления. Схема движения жидкости может быть следующей:

а) емкость ЦС - буровой насос - линия высокого давления через задвижку 6 - гидравлический диспергатор - емкость ЦС;

б) емкость ЦС - буровой насос - линия высокого давления через задвижку 6 - диспергатор - гидроэжекторный смеситель - емкость ЦС;

в) емкость ЦС - буровой насос - линия низкого давления через задвижку 11 - гидроэжекторный смеситель - емкость ЦС;

г) емкость ЦС - буровой насос - линия низкого давления через задвижку 11 - емкость ЦС.

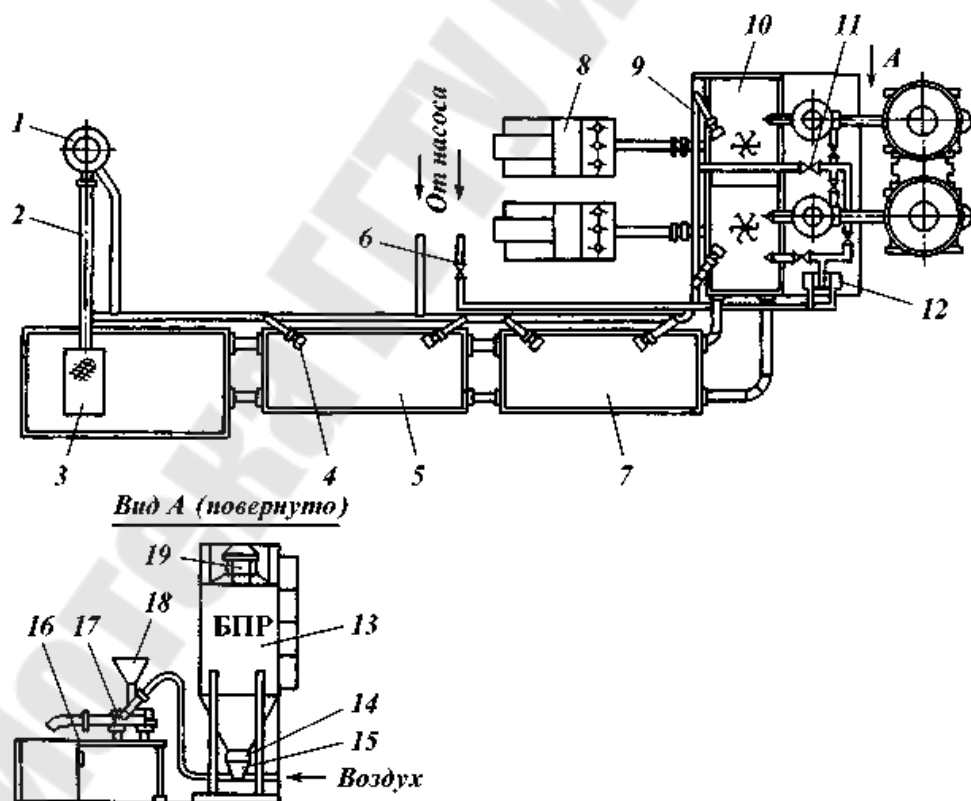


Рис.16.47. Современная технологическая схема работы блока приготовления бурового раствора БПР-70: 1 - приемная воронка; 2 - растворопровод; 3 - блок очистки; 4, 10 - перемешивающие устройства, соответственно гидравлические и механические; 5 - промежуточная емкость; 6, 11 - задвижки высокого и низкого давления соответственно; 7 - емкость с

поперечным желобом; 8 – буровые насосы; 9 – приемная емкость; 12 - гидравлический диспергатор; 13 - бункер блока приготовления раствора; 14 - аэрирующее шиберное устройство; 15 - разгрузочное пневматическое устройство; 16 - площадка; 17 - гидросмеситель; 18 - воронка; 19 - фильтр

Первый этап приготовления бурового раствора - это расчет компонентного состава. Для водоглинистого раствора обычно используют два-три компонента: глинопорошок и воду; глинопорошок, воду и порошкообразный барит.

Второй этап - приготовление водоглинистой суспензии. В емкость ЦС заливают воду в количестве, примерно равном половине объема приготовляемой порции раствора. На гидроэжекторном смесителе устанавливают штуцер в соответствии с подачей насосов:

Подача насосов, л/с.....	35	15-35	15
Диаметр штуцера в эжекторном смесителе, мм.....	40	25	20

Воздух для аэрации порошка в бункере БПР подают в течение 5-7 мин при давлении воздуха 0,02-0,03 МПа.

Буровой насос включают по схеме емкость - гидравлический диспергатор - гидроэжекторный смеситель - емкость. При этом значение давления на выкиде насоса должно составлять 13-15 МПа, а вакуума в камере эжекторного гидросмесителя - не менее 0,02 МПа.

После предварительной аэрации открывают воздушный вентиль и подают воздух в гофрированный рукав БПР.

Таким способом регулируют значение вакуума в камере гидроэжекторного смесителя в пределах 0,008-0,012 МПа.

Затем открывают запорную заслонку разгрузочного отверстия бункера, и вводят в циркулирующую воду через эжекторный гидросмеситель расчетное количество глинопорошка, после чего запорную заслонку закрывают, прекращают доступ воздуха в камеру гидроэжектора и диспергируют водоглинистую суспензию в течение пяти - восьми циклов круговой циркуляции через диспергатор.

Приготовленную водоглинистую суспензию разбавляют водой до расчетного объема и тщательно перемешивают.

При необходимости приготовления утяжеленного раствора выполняют третий этап - утяжеление приготовленной водоглинистой суспензии.

Все элементы операций с порошкообразным баритом аналогичны описанным выше.

Процесс утяжеления заканчивается перемешиванием раствора после введения в него расчетного количества барита.

Интенсивность утяжеления водоглинистой суспензии регулируют значением вакуума в камере эжекторного гидросмесителя с помощью воздушного вентиля.

### **16.7 Оборудование системы очистки бурового раствора от шлама**

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина - газовый сепаратор - блок грубой очистки от шлама (вибросита) - дегазатор - блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) - блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глино-отделитель).

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров. Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита - от 5-10 до 75 мкм, шлама - от 10 мкм до 25 мм.

В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы «Свако», двухъярусное вибросито фирмы «Бароид» и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы

шлама размером более 450 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70-80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм - илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов - высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм. Частицы шлама размером от 5-10 до 75-90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более глубоко дисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

### **1) Вибросита**

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 16.48): основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибрирующая рама 5 с сеткой 4, вибратор 3, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их

движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

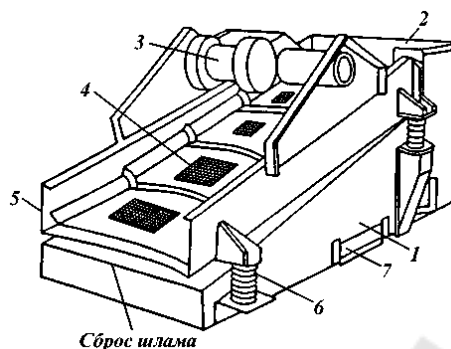


Рис.16.48. Основные элементы вибросита: 1- основание; 2- приемник с распределителем потока; 3- вибратор; 4- сетка фильтрационная; 5- рама вибрирующая; 6- амортизатор

Оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2:1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наибольшая пропускная способность вибросита в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшая - когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама пропускная способность вибросита может существенно изменяться. Эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки.

В настоящее время в отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0,7×2,3; 1×2,3; 1×5; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4 мм.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между

барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм.

Все сетки для очистки бурового раствора изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки - важный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Обычно поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. Развиваемое при этом суммарное натяжение достигает 50 кН на каждую сетку. Сухие сетки изнашиваются быстрее влажных. Ускоряют износ сеток слишком жесткие опоры. Большое внимание уделяется даже схеме натяжения сетки. Важную роль играет чистота сеток.

На вибросита приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание. Для утяжеленных буровых растворов это единственный высокоэффективный аппарат.

В практике отечественного бурения широко используются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1, СВ-2В.

Также применяются вибросита фирмы «DERRICK» (рис. 16.49), которые состоят из рамы, поддона, разделителя потока, узла плавающей подвески и вибрационного узла.



Рис. 16.49. Вибросита фирмы «DERRICK»

Вибратор является главным узлом вибросита, вибрацию вызывают эксцентрически расположенные на роторном валу грузы.



Грузы подбираются и устанавливаются таким образом, чтобы они могли работать со специальными сеточными рамами корпорации «DERRICK». Скорость вращения вибратора 1500 об/мин. Первоначальная установка сита должна быть 15 градусов (передний угол ниже).

## **2) Гидроциклонные шламоотделители**

В бурении гидроциклоны используют для отделения грубодисперсного шлама от бурового раствора. В качестве шламоотделителей гидроциклоны часто могут конкурировать даже с виброситами. Так, при удалении частиц шлама размером менее 0,5 мм экономическая эффективность гидроциклонов и вибросит одинакова, если обрабатывается неутяжеленный буровой раствор. С уменьшением размера частиц шлама эффективность гидроциклонов повышается, а преимущества их при удалении шлама с размером частиц менее 74 мкм становятся бесспорными. Гидроциклонные шламоотделители, как правило, неприменимы для очистки утяжеленного бурового раствора вследствие больших потерь утяжелителя со шламом.

Гидроциклон представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом (рис. 16.50). Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности.

Обладая большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к песковой насадке в соответствии с законом Стокса. Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредотачиваются в спиралевидном потоке, движущемся в направлении «снизу вверх».

Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

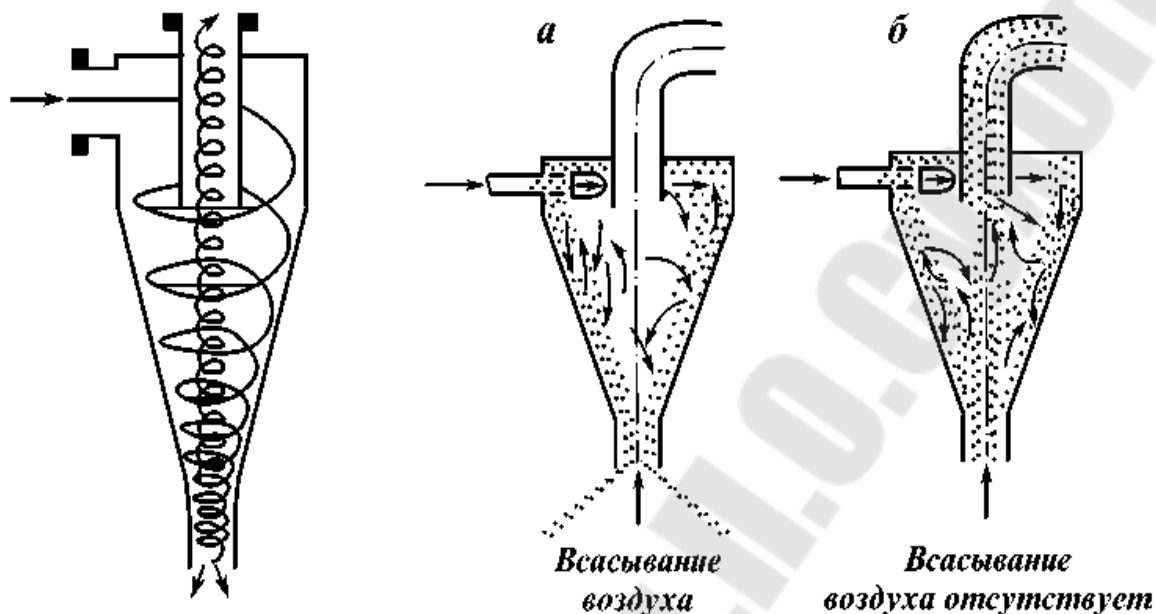


Рис. 16.50. Схемы устройства и работы гидроциклона

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно.

**Пескоотделители** - это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более.

Илоотделители – это аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Пропускная способность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК (рис.16.51), называемый

пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.



*Рис.16.51.* Гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90: число обозначает пропускную способность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами. Широко используются пескоотделители фирмы «DERRICK» (рис. 16.52).



*Рис. 16.52.* Пескоотделитель фирмы «DERRICK»

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос

Пескоотделитель разделяет буровой раствор на два жидкостных потока. «Нижний поток» представляет собой довольно сухую суспензию (пульпу), выходящую из нижней части гидроциклонов, содержащих частицы размером с песочные частицы, а также некоторое количество остаточного бурового раствора. «Верхний поток» состоит из бурового раствора и мелкой выбуренной породы (бурового шлама), выходящих из верхней части гидроциклонов.

Когда пескоотделитель используется в сочетании с илоотделителями и центрифугами, он значительно «облегчает» создаваемую твердой фазой нагрузку на оборудование, которое расположено вслед за ним по потоку, таким образом, улучшая производительность этого оборудования и сокращая расходы, связанные с его эксплуатацией.

Эффективность разделения суспензии с помощью гидроциклонов повышется с увеличением давления на входе.

Однако опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей – 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4 – 0,5 МПа.

В связи с высокой эффективной вязкостью растворов на углеводородной основе (РУО) эффективность работы гидроциклонных аппаратов снижается. Для этих растворов в качестве пескоотделителей используются илоотделители.

Илоотделитель фирмы «DERRICK» (рис. 16.53) является ключевой частью оборудования в любой системе по контролю содержания твердой фазы (частиц ила в буровом растворе). Илоотделитель эффективно удаляет большие количества выбуренной породы (бурового шлама) из неутяжеленных буровых растворов.



Рис. 16.53. Круговой илоотделитель фирмы «DERRICK»

Илоотделитель состоит из батареи гидроциклонов, специально сконструированных для удаления ила (ил с частицами меньше, чем 74 микрон) из буровых растворов. А в остальном принцип такой же, как и в пескоотделителях.

Круговой илоотделитель состоит из четырехдюймовых конусов, количество которых может быть 8,10,12,16,20,24 в зависимости от комплекта поставки, и резервуара нижнего схода, смонтированных на раме. Манифольд является круговым с отсечными клапанами на каждом конусе. Каждый конус имеет производительность 3,15 литров в секунду при напоре 22,5 м.

В последние годы для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 16.54), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя 1, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой 2.

Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью вибросита, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжеленный через песковые насадки попадает на тонко ячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал, а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в циркуляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах

мелкоячеистые вибрирующие сетки и таким образом значительно улучшить очистку утяжеленных буровых растворов.

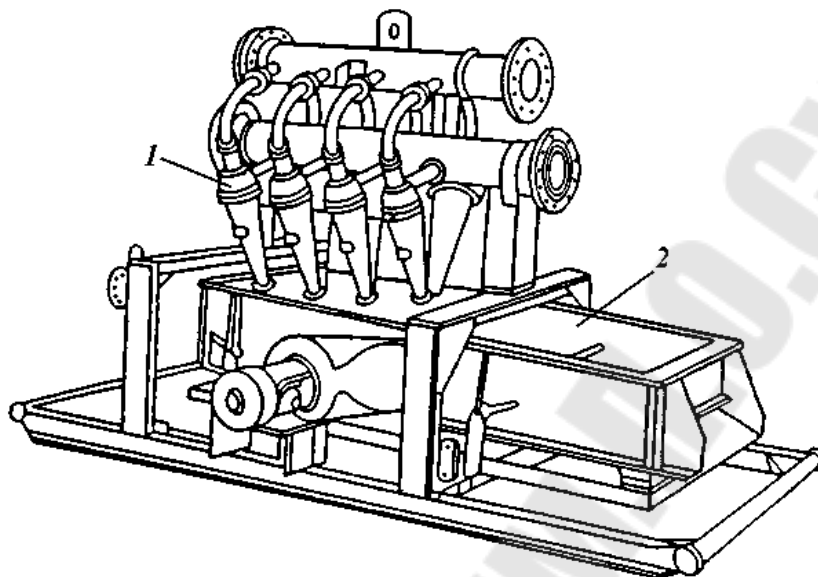


Рис.16.54. Сепаратор для очистки утяжеленного раствора

Центрифуга фирмы «DERRICK» (рис. 16.55) предназначена для удаления шлама с низким удельным весом из суспензии. Суспензия поступает в центрифугу через подающую трубу, расположенную со стороны шкива машины. Суспензия распределяется во вращающемся резервуаре, где центробежная сила используется для отделения жидкости от шлама. Жидкость вытекает из выпускного штуцера у конца редуктора центрифуги, а шлам транспортируется к месту выгрузки шлама, расположенному со стороны шкива машины. Шлам выпадает в желоб, расположенный снизу машины. Весь процесс схематически указан на (рис. 16.56).



Рис.16.55. Центрифуга фирмы «DERRICK»

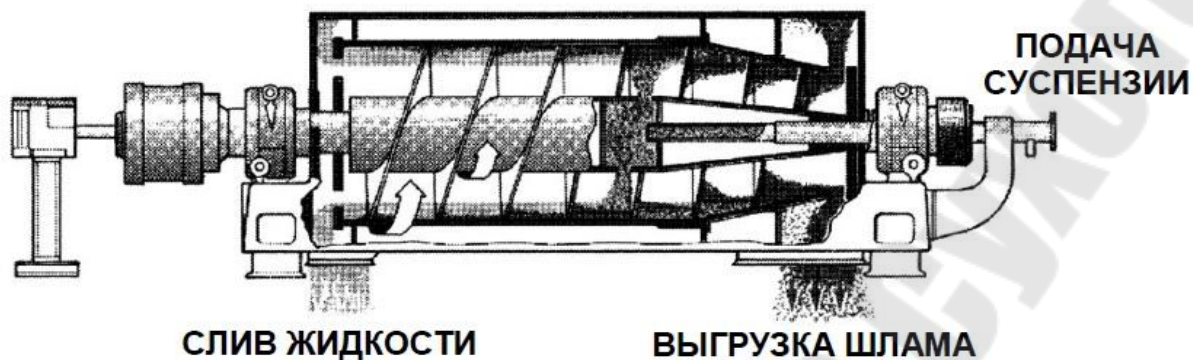


Рис. 16.56. Принцип действия центрифуги

### 16.8 Контрольно-измерительные приборы (КИП)

Рациональная эксплуатация современного бурового оборудования и инструмента требует применения комплекса специальных контрольно-измерительных приборов (КИП), позволяющих измерять и поддерживать оптимальные параметры технологического режима бурения, работы различных механизмов, определять физическое состояние отдельных технических средств. Такими комплексами приборов являются пульта контроля процесса бурения типа ПКБ и ПКБ-3), разработанные и поставляемые ПО «Уралмашзавод» в комплекте с буровыми установками БУ-80; БУ-100; БУ-125 (ПКБ-2) и буровыми установками грузоподъемностью 160 и 200 тс (ПКБ-3). Пульта типа ПКБ контролируют: вес инструмента и нагрузку на долото, крутящий момент и частоту вращения ротора, расход и давление промывочной жидкости, проходку и механическую скорость бурения. Эти пульта оснащены унифицированными датчиками, позволяющими фиксировать и регулировать необходимые параметры технологического режима бурения. Более совершенным комплексом приборов с компьютерным программным обеспечением и с выводом параметров режима бурения в режиме реального времени на монитор компьютера является станция контроля бурения типа АМТ-100 производства РФ (г. Ленинград).

Применение названных комплексов приборов позволяет повысить производительность буровых работ и безопасность их проведения, снизить аварийность в процессе сооружения скважин, полнее использовать резервы буровой техники и технологических операций. Но, в силу их сложности, мы рассмотрим отдельные составляющие такого оборудования, получившего широкое применение при бурении скважин.

## Гидравлический индикатор веса ГИВ 6-М2

Гидравлический индикатор веса ГИВ 6 – М2 предназначен для определения веса колонны бурильных труб, а также для измерения усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении, подземном и капитальном ремонте скважин. Индикаторы выпускаются в 5-ти модификациях, различающихся типом трансформатора давления и составом блока вторичных приборов.

Принцип действия индикатора веса (рис. 16.57) основан на преобразовании усилия  $Q$  натяжения каната 2, преломленного между крайними опорами на корпусе 1 и поплавком 3, опирающемся на мембрану 4, в давление в камере трансформатора и последующем его измерении манометром 6.

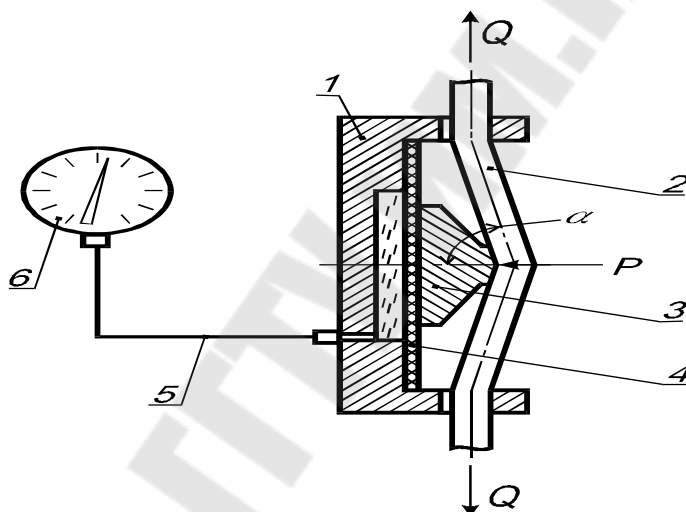


Рис. 16.57. Принцип действия индикатора веса: 1 – корпус трансформатора; 2 – канат; 3 – поплавок; 4 – мембрана; 5 – трубопровод соединительный; 6 – манометр

Нагрузка на долото определяется как разность между весами подвешенного и опертого на забой бурильного инструмента.

**Индикатор ГИВ-6** (рис. 16.58-16.59) состоит из трансформатора давления 3 и блока вторичных приборов 1, соединенных трубопроводом 2.

В зависимости от модификации индикатора блок вторичных приборов 1, смонтированный на раме 5, включает: указатель 6 с основной и верньерной шкалой, пресс-бачок 7 и манометр самопишущий 4 типа ДМ-2001 с часовым приводом диаграммы; указатель с основной шкалой и пресс-бачок и манометр самопишущий; указатель с основной шкалой и пресс-бачок. Пресс-бачок закреплен непосредственно на указателях.



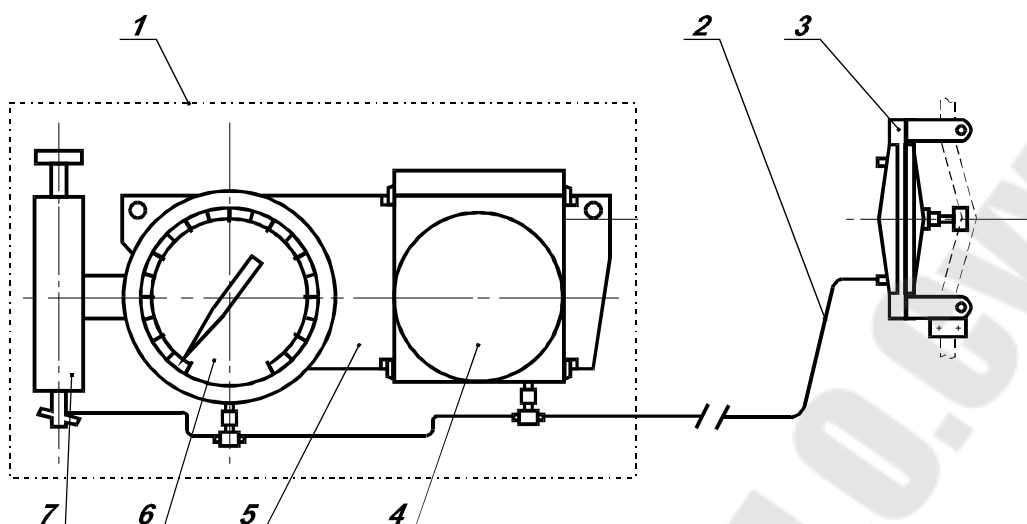


Рис.16.58. Монтажная схема гидравлического индикатора веса на жесткой раме: 1 – блок вторичного привода; 2 – трубопровод соединительный; 3 – трансформатор давления; 4 – манометр самопишущий; 5 – рама; 6 – указатель; 7 – пресс-бачок

Другой вариант монтажной схемы гидравлического индикатора веса – с размещением блока вторичного привода (основного и верньерного указателей) непосредственно на медном трубопроводе, а пресс-бачка и регистрирующего манометра – на монтажном щите представлен на (рис.16.57). При этом монтажный щит установлен на стойке напротив пульта бурьльщика (на рис.16.57) не показаны.

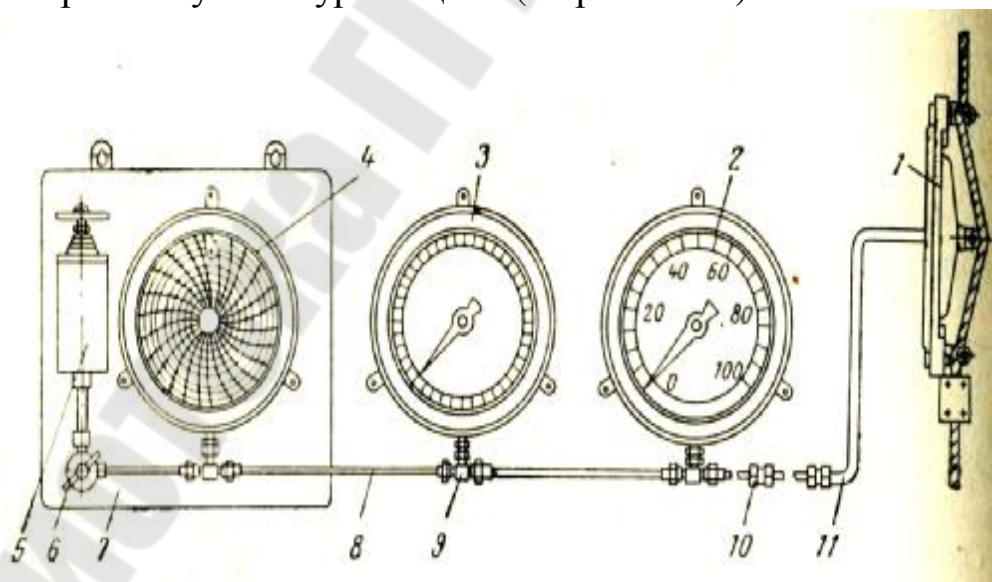


Рис.16.59. Монтажная схема индикатора веса на подвесном щите: 1- трансформатор давления; 2- основной указатель; 3- верньерный указатель; 4- регистрирующий манометр; 5- пресс-бачок; 6-вентиль; 7- монтажный щит; 8;11 - система медных трубок; 9- тройник; 10 ниппель.

**Трансформаторы давления** (рис.16.60) выпускаются двух типов, одинаковых по конструкции и различающихся эффективной площадью мембраны и расстоянием между крайними опорами и, следовательно, размерами составных частей.

На краях корпуса 3 крепятся крайние опоры, несущие ролики, обоймы 7, одна из которых - постоянно двумя болтами 1 с пружинными шайбами, другая, съемная, двумя шпильками 6 с гайками и контргайками.

В средней части корпуса расположена камера, закрываемая гибкой плоской мембраной 4. Мембрана зажата на корпусе болтами М8 через крышку 10. На мембрану опирается поплавок 8, в котором на резьбе установлен упор 9, являющийся средней опорой.

На цилиндрической поверхности поплавка нанесены три риски, совпадения средней риски с торцом крышки означает среднее положение мембраны в трансформаторе давления, две крайние - предельные положения (при выпуклой и вогнутой мембране).

Положение упора в поплавке определяется величиной зазора между торцом поплавка и нижним торцом упора и фиксируется относительно крышки проволокой с пломбой.

В дне корпуса расположены два отверстия: одно - для выпуска воздуха, закрывается пробкой 5, в другом установлен штуцер 2, к которому подсоединяется соединительный трубопровод.

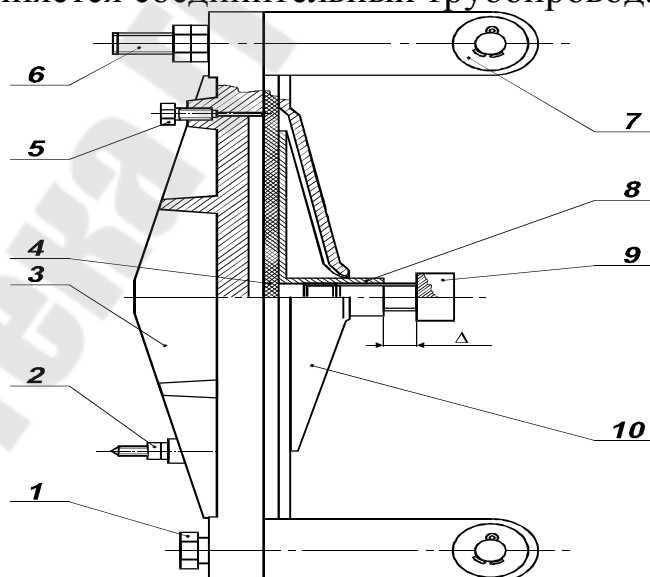


Рис. 16.60. Трансформатор давления: 1 – болт; 2 – штуцер; 3 – корпус; 4 – мембрана; 5 – пробка; 6 – шпилька; 7 – обойма; 8 – поплавок; 9 – упор; 10 – крышка

**Манометрический механизм указателя с основной шкалой** (рис. 16.61) состоит из литого корпуса 1, в котором в качестве чувствительного элемента применена трубчатая манометрическая пружина Бурдона 2, неподвижный конец которой впаян в держатель 6, прикрепленный к корпусу а свободный конец закрыт наконечником, который тягой 4, регулируемой по длине, шарнирно соединен с хвостовиком сектора трибо-секторного механизма 3. На конце трубки механизма крепится стрелка 5. Шкала, имеющая на дуге 270 градусов 100 равномерных делений, оцифрованных через каждые 10 делений, закреплена на корпусе указателя. Держатель трубопроводом 7 соединен с тройником 8, закрепленном на боковой поверхности корпуса.

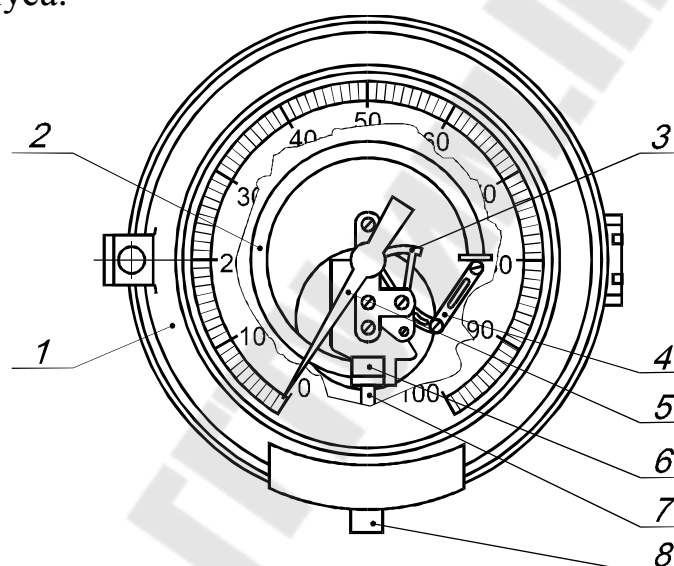


Рис. 16.61. Манометрический механизм указателя с основной шкалой: 1 – корпус; 2 – манометрическая пружина Бурдона; 3 – трибосекторный механизм; 4 – тяга; 5 – стрелка; 6 – держатель; 7 – трубопровод; 8 – тройник

**Манометрический механизм совмещенного указателя с основной и верньерной шкалой** (рис.16.62) состоит из двух совмещенных механизмов, конструктивно аналогичных механизму указателя с основной шкалой и отличающихся друг от друга размерами манометрических пружин и передаточным отношением трибо-секторного механизма.

Трибо-секторный механизм совмещенного указателя имеет две трибки, находящиеся на одной оси, на которых закрепляются стрелки.

Шкала совмещенного указателя имеет 40 неоцифрованных равномерных делений верньерной шкалы и 100 равномерных делений основной шкалы. Угол поворота стрелки при максимальном давлении 1,0 МПа составляет для основной шкалы 270°, верньерной – 180°.

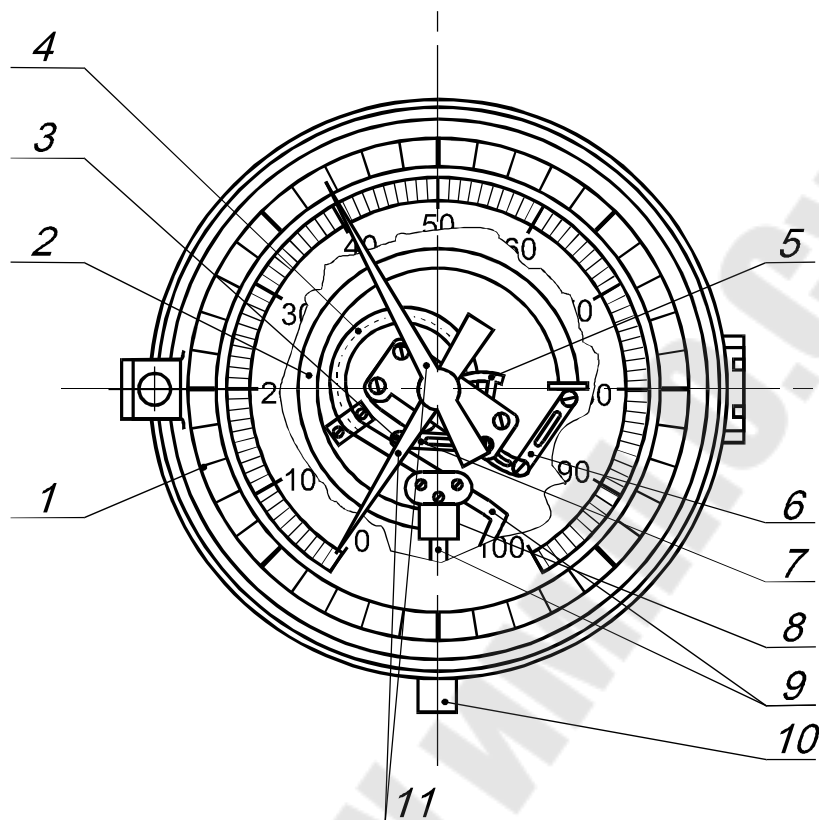


Рис. 16.62. Манометрический механизм совмещенного указателя с основной и верньерной шкалой: 1 – корпус; 2 – манометрическая пружина верньерного механизма; 3 – основной трибо-секторный механизм; 4 – манометрическая пружина основного механизма; 5 – верньерный трибо-секторный механизм; 6 – тяги верньерного механизма; 7 – тяги основного механизма; 8 – держатель; 9 – трубопровод; 10 – тройник; 11 – стрелки.

Верньерный механизм предназначен для уточнения показаний основного указателя индикатора веса при изменении нагрузки на долото и может быть использован только с тем комплектом ГИВ, с которым его выпустил завод-изготовитель, так как тарировка основного и верньерного указателей, а также регистрирующего манометра производится параллельно. Верньерный указатель устроен аналогично основному, но его точность в 6 раз выше, чем у основного указателя.

В качестве регистрирующего прибора в ГИВ-6 применен стандартный самопишущий манометр МСТМ-410, который делает запись от центра круговой диаграммы к периферии. Чувствительным элементом этого манометра является манометрическая пружина, рассчитанная на предел измерений  $10 \text{ кг/см}^2$  (1МПа) Скорость

вращения диаграммы регистратора равна 1об/сут., а точность хода часового механизма (привода диаграммы) составляет  $\pm 5$  мин/сут.

**Пресс-бачок** (рис. 16.63) предназначен для заполнения всей системы ГИВ-6 рабочей жидкостью и состоит из корпуса 2, в дно которого вварен запорный вентиль 1, и крышки 6, закрепленной на корпусе на резьбе. В центральном резьбовом отверстии крышки установлен винт 4 с воротком 5, шарнирно соединенный с поршнем 7, имеющим резиновое уплотняющее кольцо 8.

Заполнение пресс-бачка производится через заливочное отверстие в крышке, закрываемое пробкой 3, при верхнем положении поршня.

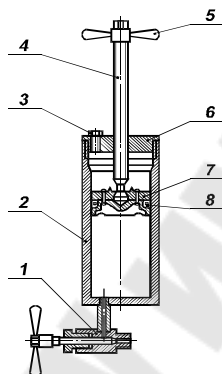


Рис.16.63. Пресс-бачок:1 – запорный механизм; 2 – корпус; 3 – пробка; 4 – винт; 5 – вороток; 6 – крышка; 7 – поршень; 8 – кольцо

Определение веса инструмента и нагрузки на вышку производится по показаниям основной шкалы указателя и манометра самопишущего с учетом оснастки талевого системы.

Кроме гидравлических индикаторов веса бурильной колонны типа ГИВ-6 при бурении скважин могут использоваться электрические индукционные индикаторы, электрические с магнитоупругим преобразователем и другие с различными конструкциями датчиков веса, принцип действия которых чаще всего основан на использовании явления магнитной анизотропии ферромагнитных материалов.

### **Измерение крутящего момента на роторе буровой установки Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2**

Измерение крутящего момента на роторе с цепным приводом буровой установки производится с помощью измерителя крутящего момента ротора ИМР-2, который выпускается как самостоятельный прибор или является частью пульта контроля процесса бурения ПКБ-3.

Как правило, все известные в практике моментометры измеряют крутящий момент на роторе по натяжению ведущей ветви цепи привода ротора. Моментометр ИМР-2 состоит из унифицированных датчиков, вторичных приборов и блока питания.

Для установки датчика момента ДМР применяется специальное приспособление (рис.16.64), которое представляет собой механизм для натяжения цепи ротора. Подвижный рычаг ПДМ на одном конце имеет двухрядную звездочку, а другим установлен в шарнире на подвижной раме с датчиком. Подвижная рама надета на стойки крепежной плиты и перемещается вдоль них с помощью гаек.

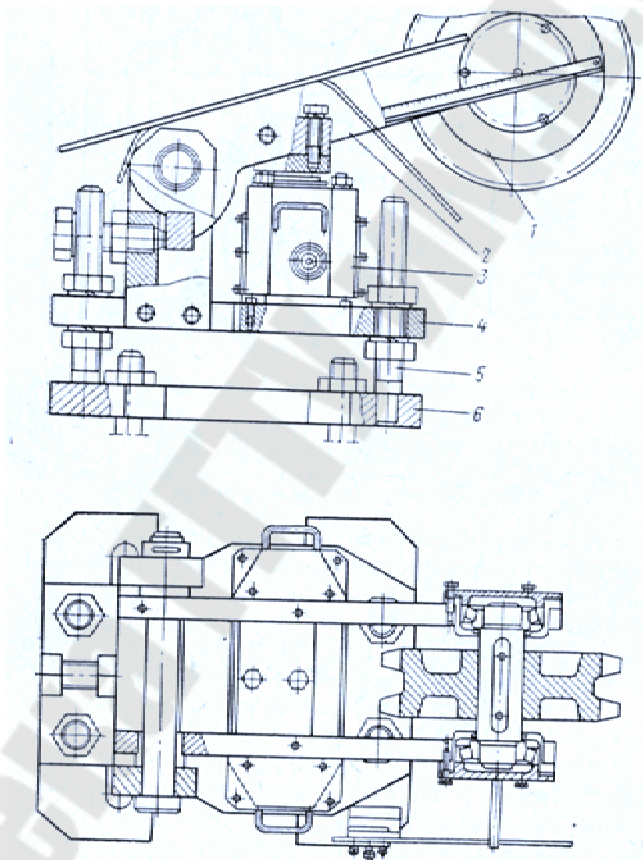


Рис. 16.64. Приспособление ПДМ для установки датчика момента ротора: 1-звездочка; 2- рычаг; 3- датчик; подвижная рама; 5- направляющие стойки; 6-крепежная плита

Приспособление устанавливается с помощью крепежной плиты на балку вышечного основания звездочкой в сторону лебедки (по ходу движения роторной цепи), на середине расстояния между центрами колес ротора и лебедки.

Измеритель крутящего момента ИМР-2 на роторе буровой установки позволяет контролировать обработку долота, надежное крепление резьбовых соединений при ручном свинчивании труб, смену горных пород, приложение чрезмерного крутящего момента к инструменту. Характерная запись изменения величины момента при различных операциях показана на (рис.16.65).

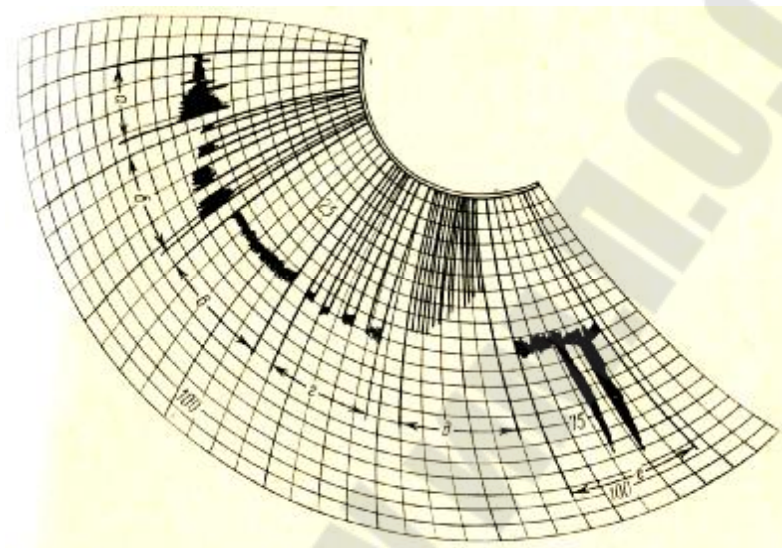


Рис.16.65. Характерная запись изменения величины момента при различных операциях

Как видно по записи (рис.16.65), при сработке опор долота в роторном бурении (интервал «а») при неизменной средней величине крутящего момента амплитуда ее колебаний увеличивается, а в турбинном бурении (интервал «б») – характеризуется увеличением неравномерности крутящего момента в конце рейса. Если долото поднято с неизношенной опорой шарошек, то указанного изменения крутящего момента не наступает (интервал «в» – при роторном бурении и «г» – при турбинном).

Изменение крутящего момента при отвинчивании инструмента ротором в ходе СПО показано в интервале «д», а крепление ловильного инструмента при ликвидации аварий – в интервале «е». последнем случае момент резко увеличивается.

Принципиальная конструктивная схема датчика (ДМР) крутящего момента ротора, который по сути является электромагнитным преобразователем представлена на (рис.16.66).

Принцип действия датчика крутящего момента ДМР, как и электрических датчиков веса, основан на физическом явлении магнитной анизотропии ферромагнитных материалов.

Участок вала машин, обладающий свойством магнитной анизотропии материала, охваченный кольцевым статором, является чувствительным элементом датчика, который преобразует напряженное состояние материала в магнитное анизотропное состояние, а кольцевая магнитная система датчика является преобразователем магнитного анизотропного состояния в электрическое напряжение на выходе датчика, которое фиксируется и регистрируется и при соответствующей тарировке прибор выдает требуемый параметр.

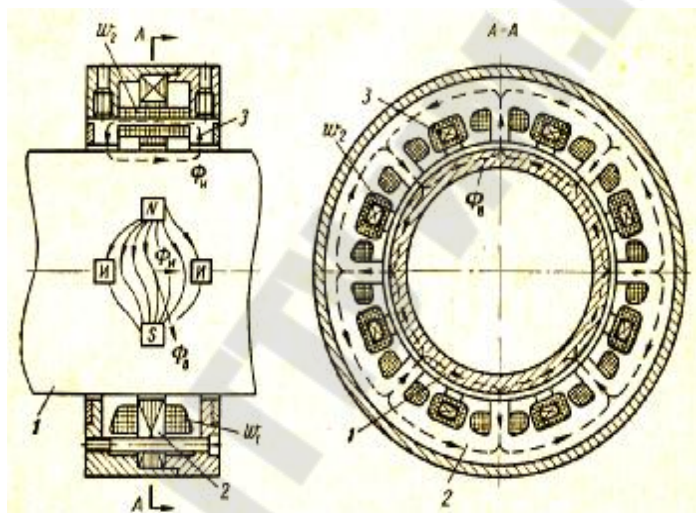


Рис. 16.66. Датчик крутящего момента ДМР: 1- вал; 2-статор;  $w_1$  –катушка возбуждения; 3- магнитопровод;  $w_2$  –катушка измерительная;  $\Phi_{и}$  - магнитный поток в измерительной катушке;  $\Phi_{в}$  - магнитный поток возбуждения

### Датчики давления и расхода

Датчики давления и расхода устанавливаются на всех линиях подачи технологических жидкостей в скважину и на выходе из нее. Эти датчики имеют разный принцип действия и диапазон измерений в зависимости от конкретных геолого-технических условий и применяемого оборудования. Датчики давления (манометры) и расхода (расходомеры) являются основными элементами контроля технологических процессов промывки скважины при бурении, проведения цементирования, ликвидации нефтегазоводопроявлений (НГВП).



## **16.9 Устьевое оборудование**

**Устьевое оборудование** – это комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при возникновении проявлений в процессе бурения, капитального ремонта, герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе ее эксплуатации. Условно все устьевое оборудование делят на оборудование, применяемое при бурении скважины и при ее эксплуатации. В состав устьевого оборудования, участвующего в обвязке устья в процессе бурения скважины, входят колонная головка и противовыбросовое оборудование, состоящее из следующих основных узлов: крестовины, превенторов, надпревенторной катушки, разъемного желоба, манифольда, гидроуправления превенторами и задвижками, ручных приводов.

Колонная головка, с помощью которой обвязываются обсадные колонны в процессе бурения, служит также основанием для установки фонтанной арматуры; она остается на скважине на весь период эксплуатации. В состав эксплуатационного устьевого оборудования также входят: фонтанная арматура; манифольд фонтанной арматуры; приспособление для замены задвижек под давлением; лубрикатор, применяемый при исследованиях скважин; комплект задвижек, переводников и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования.

### **Колонные головки. Назначение и общие требования**

Колонные головки предназначены для обвязки обсадных колонн газовых и нефтяных скважин. Они обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств и контроль давления в них, проведение таких технологических операций, как снижение давления в межколонном пространстве, закачка цемента или других тампонажных материалов в межколонное пространство и т.п.

Конструкция колонной головки должна обеспечивать:

- 1) надежную герметизацию межколонных пространств;
- 2) контроль за давлением в межколонном пространстве;
- 3) быстрое и надежное закрепление обсадных колонн;
- 4) универсальность, т.е. возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн разных диаметров;
- 5) предохранение устьевой части обсадных колонн от повышенного изнашивания при работе бурильным инструментом;

- б) возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине;
- 7) высокую надежность работы подвесок и узлов уплотнений во время бурения и длительной эксплуатации скважины;
- 8) минимально возможную высоту;
- 9) достаточную прочность с учетом действия различных нагрузок.

Кроме того, для осложненных условий бурения отдельные детали колонной головки должны быть коррозионно-стойкими, если в продукции скважины предполагается наличие корродирующих веществ; при бурении на Севере головка должна быть приспособлена для работы в условиях, где возможно понижение температуры до  $-60^{\circ}\text{C}$ ; при морском бурении должна обеспечиваться возможность ее установки на дне моря при глубинах более 200 м.

Фланцевые соединения колонных головок соответствуют требованиям ГОСТ 28919–91. Они обеспечивают соединение между собой, установку блока превенторов противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры без дополнительных переходных деталей.

В настоящее время отечественные заводы выпускают колонные головки двух типов – КГ и ОКК. В эксплуатации имеются колонные головки типа ООЕ и ОКМ. Рассмотрим колонные головки типа КГ на примере колонной головки КГ-4×70.

### **Конструктивные особенности колонных головок**

#### **Колонная головка типа КГ-4×70**

Головка КГ-4×70 предназначена для обвязки между собой четырех обсадных колонн, герметизации и контроля межколонных пространств, регулирования режима работы при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин глубиной 4000 м и более с рабочим давлением до 70 МПа в отсутствие в продукции коррозионных составляющих.

Модель КГ-4×70 расшифровывается следующим образом: К – колонная; Г – головка; 4 – число обвязываемых обсадных колонн; 70 – рабочее давление, МПа.

Колонная головка (рис. 16.67) состоит из следующих основных частей: тройника 13 с клиновой подвеской 12 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 324 мм, пакерного устройства 10, крестовины 9 с подвеской 7 для подвешивания колонны обсадных

труб диаметром 245 мм, пакерного устройства 6, крестовины 5 с подвеской 3 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 168 мм, пакерного устройства 2, фланца 1, обратных клапанов 11, разрядных пробок 17. Тройник 13 включает корпус и отвод.

Корпус тройника – отливка из стали марки 35ХМЛ (ГОСТ 977–88), в средней части которой имеется отверстие для присоединения отвода, а в верхней части выполнены расточки диаметром 415 мм под подвеску 12 диаметром 425 мм для установки крышки подвески пакерного устройства.

Отвод представляет собой патрубок с краном 14 высокого давления. Отвод присоединяется к корпусу тройника на резьбе и служит для технологических работ при бурении.

Крестовина 9 – отливка из стали 35ХМЛ (ГОСТ 977–88). Ее нижний фланец имеет расточку диаметром 415 мм под пакерное устройство 10.

Верхний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под подвеску 7 и расточку диаметром 355 мм под пакерное устройство 6.

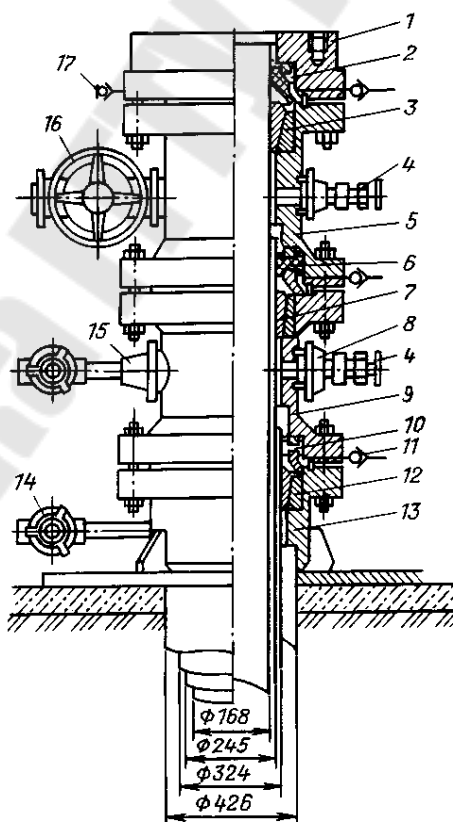


Рис. 16.67. Колонная головка КГ-4×70

В средней части к корпусу крестовины с одной стороны с помощью шпилек присоединена заглушка 15 с патрубком и краном высокого давления, с другой стороны – заглушка 8 с вентилем 4.

При затяжке крестовины 9 пакерное устройство 10, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 324 мм.

Крестовина 5 – это отливка из стали 35ХМЛ (ГОСТ 977–88). Нижний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под пакерное устройство 6. Верхний фланец имеет расточку диаметром 227 мм под подвеску 3 и расточку диаметром 237 мм под пакерное устройство 2. В средней части к корпусу крестовины присоединяется заглушка 8 с вентилем 4, с другой стороны – задвижка 16.

При затяжке крестовины 5 пакер устройства 6, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 245 мм.

Герметизация колонны диаметром 168 мм происходит при затяжке фланца 1 деформирующимся при этом пакерным устройством 2. Применяемая для установки в колонной головке клиновидная одноступенчатая подвеска (рис. 16.68), состоит из корпусов 4, плашек 1, полуколец 5, серег 7, винтов 2 и 8, ручек 3, штифтов 6.

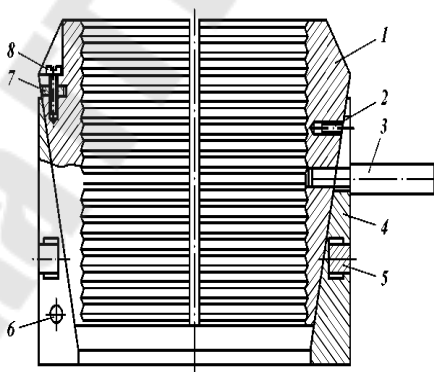


Рис. 16.68. Клиновидная одноступенчатая подвеска: 1- плашки; 2-винты; ручки; 4-корпуса; 5- полукольца; 6- штифты

Пакерное устройство (рис.16.69) служит для герметизации затрубного пространства в колонной головке, состоит из крышки подвески 3, нажимного кольца 1, уплотнительного кольца 4 и пакера 2.

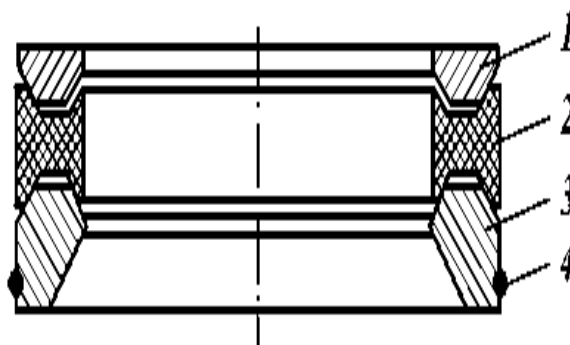


Рис.16.69. Пакерное устройство: 1- кольцо нажимное; 2- пакер; 3- крышка подвески; 4- кольцо уплотнительное

### Колонные головки типа ОКК

Головки типа ОКК изготавливают на давление 35 МПа трех типов: ОКК1, ОКК2, ОКК3.

Головки типа ОКК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), типа ОКК2 – для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная).

Головки типа ОКК3 – применяют для обвязки четырех колонн.

Модель ОКК1-35-146×219 расшифровывается следующим образом: О – оборудование; К – колонны; К – клиновое; 1 – схема (модель); 35 – рабочее давление, МПа; 146 – диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 – диаметр кондуктора, мм.

Колонная головка типа ОКК1 (рис. 16.70) состоит из корпуса 4, клиновой подвески 3, двухъярусного пакерного устройства 2.

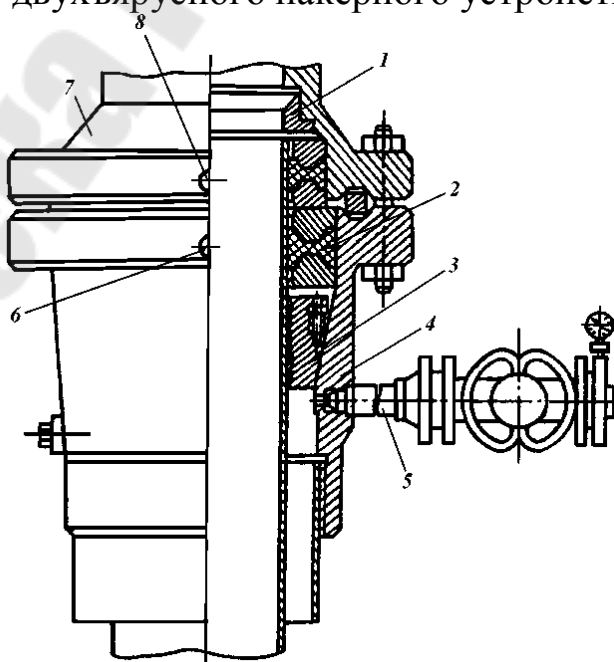


Рис.16.70. Колонная головка ОКК1

Корпус имеет цилиндрическую расточку, в которую устанавливают нижний ярус пакерного устройства. Во фланце корпуса имеется отверстие, в которое ввинчивают нагнетательный клапан 6. Отверстия в нижней части корпуса служат для установки манифольда колонной головки 5. Пакерное устройство 2 состоит из двух ярусов, каждый из которых включает два металлических кольца и одно Н-образное резиновое уплотнение. Клиновая подвеска состоит из трех клиньев, связанных между собой шарнирами и имеющих возможность синхронного перемещения.

Предохранительная втулка 1 защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от механических повреждений при спускоподъемных операциях.

Порядок монтажа колонной головки. После спуска и цементирования кондуктора на него навинчивают корпус колонной головки. Обвязывают устье противовыбросовым оборудованием согласно утвержденной схеме и продолжают бурение под эксплуатационную колонну. После окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны собирают клиновую подвеску на последней трубе колонны, подвешенной на талевой системе, и опускают. Под собственным весом клиновая подвеска свободно скользит по трубе и занимает свое место в корпусе колонной головки, колонну сажают на клинья. Эксплуатационную колонну цементируют, затем внутреннюю полость корпуса колонной головки промывают водой до свободного слива воды через манифольд колонной головки.

После ОЗЦ снимают противовыбросовое оборудование, труборезкой отрезают трубу на высоте 120 мм от верхнего фланца корпуса. Устанавливают пакерное устройство, предварительно смазав резиновый уплотнитель смазочным материалом ЛЗ-162. Далее монтируют крестовину фонтанной арматуры 7 (рис. 16.71). Нагнетательный клапан 8 на фланце крестовины фонтанной арматуры до затяжки шпилек должен быть отвинченным (после затяжки ввинтить). Опрессовывают колонную головку вместе с эксплуатационной колонной на давление, соответствующее максимально допустимому внутреннему давлению колонны. Затем опрессовывают колонную головку на герметичность уплотнений смазочным материалом ЛЗ-162. Для этого отвинчивают колпак нагнетательного клапана 8, вставляют в отверстие клапана толкатель и завинчивают колпак до упора, при этом толкатель отведет шарик

клапана от посадочного места и создаст зазор. Отвинчивают колпак клапана 6 и вместо него ввинчивают наконечник нагнетателя смазочного материала НС-6×350. Закачивают смазочный материал (СМ) до того момента, пока он не появится из клапана 8. Вынимают толкатель из клапана 8 и поднимают давление до допустимого наружного давления колонны. По окончании опрессовки давление сбрасывают. В обоих случаях давление опрессовки не должно превышать давление, указанное в паспорте.

### Колонная головка типа ОКМ

Головка типа ОКМ (рис. 16.71) состоит из корпуса 1, специальной муфты 4, фланца 3 под фонтанную арматуру, патрубка 7 с фланцем, проходного крана 8, стопорных винтов 2, резиновых уплотнительных колец 5 и манжеты 6.

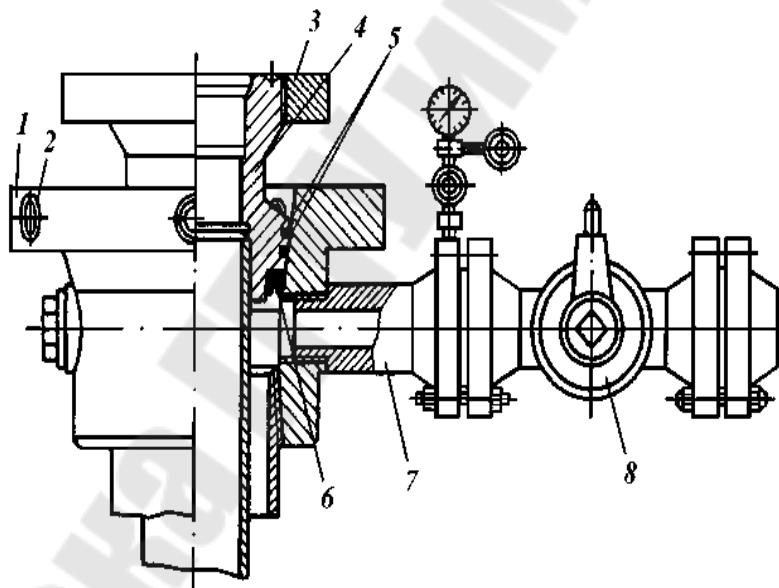


Рис.16.71. Колонная головка типа ОКМ

Специальную муфту навинчивают на последнюю трубу эксплуатационной колонны и устанавливают в корпусе, накрутом на кондуктор. Уплотнение пространства между корпусом и специальной муфтой осуществляют с помощью двух резиновых колец и одной самоуплотняющейся резинотканевой манжеты.

Шесть стопорных винтов в верхнем фланце корпуса предназначены для фиксации специальной муфты и подвешенной на ней эксплуатационной колонны от осевого смещения вверх,

вызванного температурным удлинением колонны при эксплуатации скважины.

Фланец под фонтанную арматуру укреплен на муфте с помощью резьбы.

В корпусе колонной головки имеются два боковых отверстия, одно из которых заглушают пробкой, а в другое ввинчивают патрубок с фланцем, к которому подсоединяют кран и свободный фланец. Во фланце патрубка устанавливают вентиль с манометром для контроля давления в межтрубном пространстве.

Порядок монтажа. Корпус колонной головки навинчивают на резьбу верхней трубы кондуктора. Для предотвращения механических повреждений внутренней корпусной поверхности корпуса при спускоподъемных операциях в корпусе устанавливают предохранительную втулку, которая фиксируется шестью стопорными винтами. На корпусе головки монтируют противовыбросовое оборудование и продолжают бурение под эксплуатационную колонну.

Перед спуском эксплуатационной колонны предохранительную втулку извлекают с помощью труболочки. При спуске эксплуатационную колонну не доводят до проектной глубины на 4–8 м и сажают на спайдер или элеватор. После этого на последнюю трубу навинчивают специальную муфту без фланца под фонтанную арматуру.

С помощью допускной трубы, которую ввинчивают в верхнюю резьбу специальной муфты, последнюю сажают на коническую поверхность корпуса колонной головки и фиксируют там стопорными болтами.

После окончания цементирования эксплуатационной колонны и ОЗЦ колонную головку на устье скважины опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После опрессовки демонтируют противовыбросовое оборудование и на верхний конец муфты специальной навинчивают фланец под фонтанную арматуру.

### **Колонная головка типа ООК**

В эксплуатации находятся колонные головки ООК1, ООК2, ООК3. Головки ООК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), ООК2 – для обвязки трех колонн



(кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), ООКЗ – для обвязки четырех колонн.

Модель ООК-1-21-146×219 расшифровывается следующим образом: О – оборудование; О – обсадных; К – колонн; 1 – схема (модель); 21 – рабочее давление, МПа; 146 – диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 – диаметр кондуктора, мм.

Рассмотрим устройство и порядок монтажа колонной головки ООК2 (рис. 16.72).

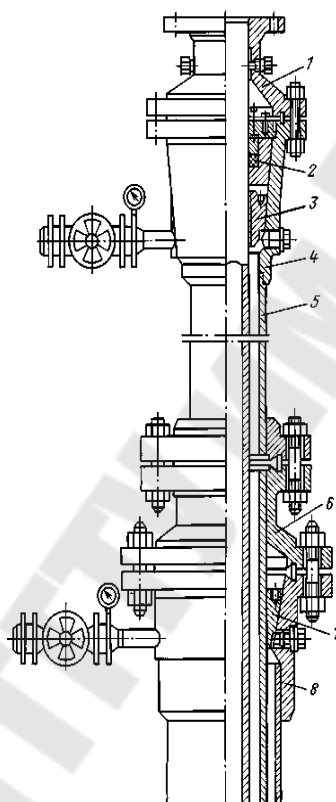


Рис.16.72. Колонная головка ООК2

Колонная головка состоит из двух секций: нижней и верхней. Основные детали нижней секции: корпус 8; клиновя подвеска 7, состоящая из трех клиньев, связанных между собой шарнирами; катушка 6.

В корпусе имеются два отверстия, в одно из которых ввинчивают манифольд для контроля межколонного пространства, другое заглушено пробкой.

Основными деталями верхней секции являются корпус 4, который навинчивают на патрубок 5, клиновя подвеска 3, пакер 2 для герметизации межтрубного пространства промежуточной и эксплуатационной колонн, катушка 1.

Корпус 8 приварен к кондуктору ручным электродуговым способом на постоянном токе электродами ОММ5 или СМ типа Э-42 изнутри и снаружи плотным швом 12×12 в два-три прохода.

Промежуточная колонна посажена на клиновую подвеску 7 и приварена к катушке 6 сплошным швом 10×10 в два-три прохода.

Эксплуатационную колонну после подвески на клинья 3 и монтажа пакера 2 приваривают к катушке 1.

### Колонная головка типа ОКК 3 КЗ

Трехкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 70 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245, 324 и 426 мм в коррозионно-стойком исполнении типа КЗ обозначают шифром ОКК3-70 – 168×245×324×426КЗ и изготавливают на Воронежском механическом заводе (рис. 16.73).

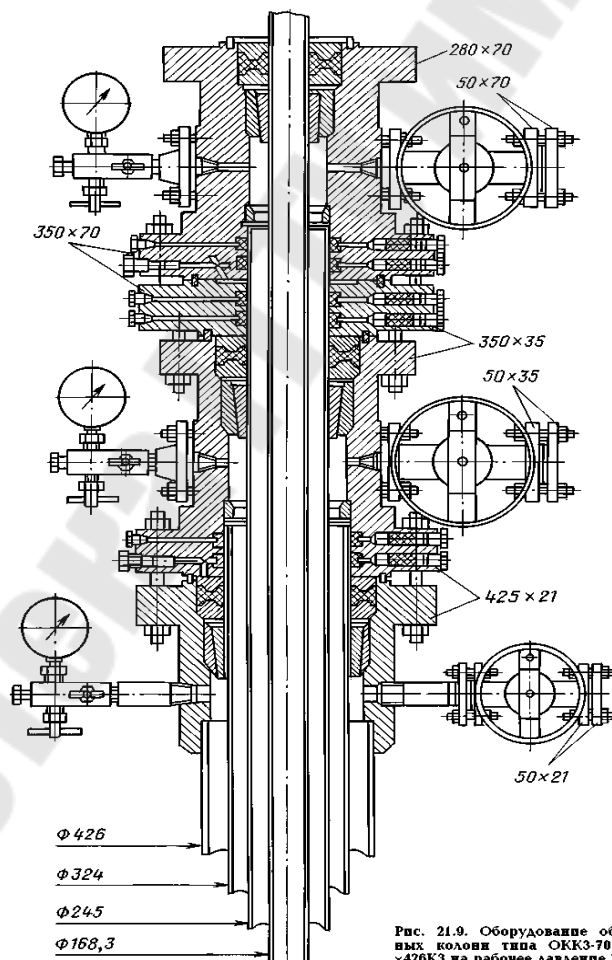


Рис. 21.9. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК3-70-168×245×324×426КЗ на рабочее давление 70 МПа

Рис.16.73. Трехкорпусная колонная головка ОКК3 в коррозионно-стойком исполнении

### Дополнительные условия эксплуатации колонных головок

В случаях, когда устье скважины располагается в слабых или склонных к просадке грунтах, во избежание изгиба устьевой части обсадной колонны под действием сжимающей нагрузки, нижнюю часть колонной головки укрепляют стальной плитой с откосами (рис. 16.74).

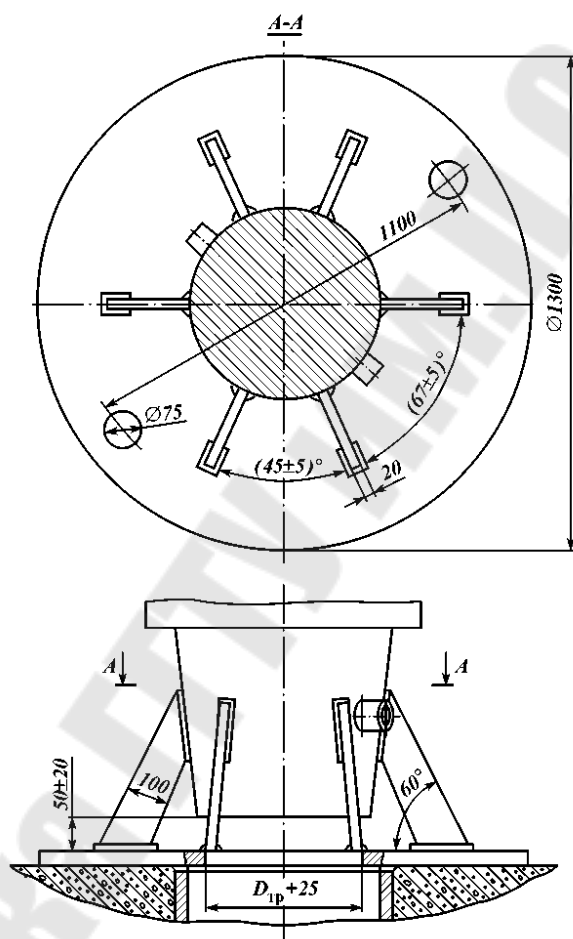


Рис. 16.74. Схема укрепления нижней части однофланцевой колонной головки опорной плитой ВНИИнефтемаша

Боковые отводы колонной головки должны быть оборудованы фланцевыми соединениями по ГОСТ 28919–91 на рабочее давление, соответствующее рабочему давлению верхнего фланца.

При давлении до 14 МПа допускается использование резьбового соединения насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 мм по ГОСТ 633–80.

При бурении скважин с многоколонной конструкцией (число колонн более двух) используют оборудование обвязки обсадных колонн, состоящее из одно- и двухфланцевых колонных головок.

Ведущие заводы-изготовители устьевого оборудования поставляют колонные головки, в которых клиновые трубордержатели совмещены с верхним пакером. Распакеровка в них может происходить автоматически под действием веса обсадной колонны или принудительно путем ввинчивания специальных болтов.

### Колонные головки Воронежского механического завода:

Однофланцевые колонные головки Воронежского механического завода представлены на (рис.16.75).

Двухфланцевые колонные головки Воронежского механического завода представлены на (рис.16.76).

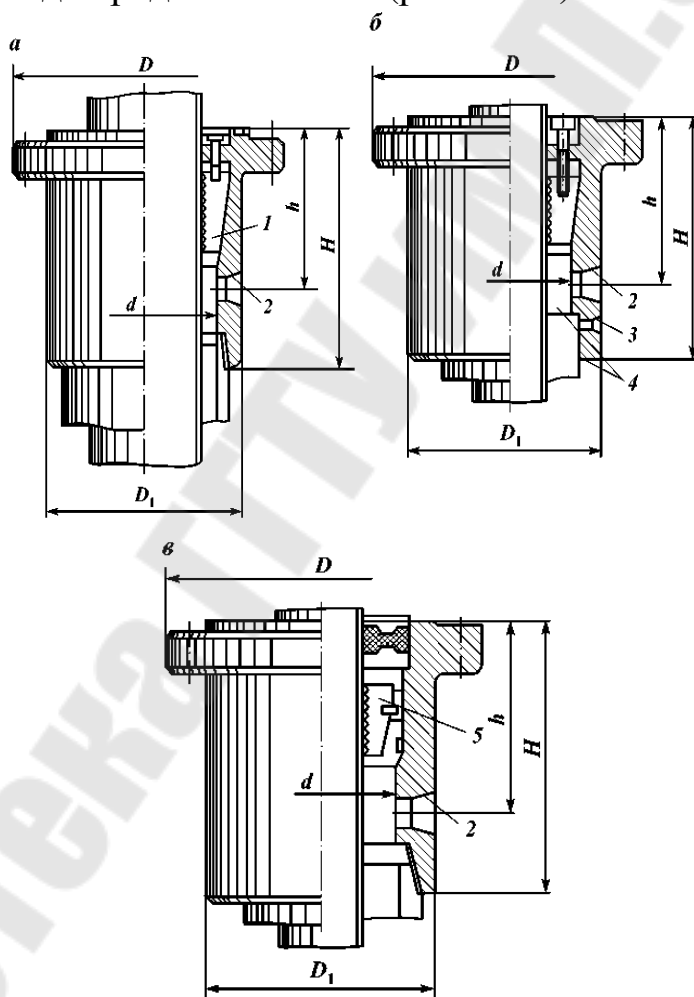


Рис.16.75. Однофланцевые колонные головки Воронежского механического завода типов I (а), I (б), II (в): 1, 5 – подвеска клиновая; 2 – ввод в кольцевой зазор; 3 – контрольное отверстие; 4 – кондуктор

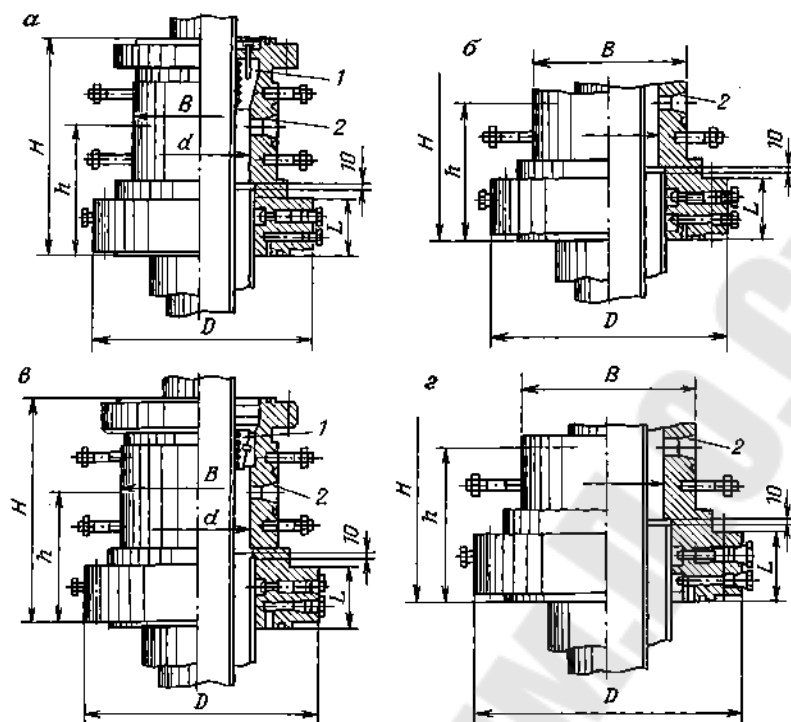


Рис.16.76. Двухфланцевые колонные головки Воронежского механического завода: а, б – типа I с одинарным и двойным уплотнением; в, г – типа II с одинарным и двойным уплотнением; 1 – подвеска клиновая (тип I и II); 2 – резьба  $K = 1,5''$  (ГОСТ 6111–52).

## 16.10 Оборудование противовыбросовое (ОП)

### Состав оборудования противовыбросового (ОП).

#### Назначение и решаемые задачи

Оборудование противовыбросовое (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной в целях обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Область применения ОП – строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи комплекса – сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

#### Работы, выполняемые комплексом оборудования противовыбросового (ОП)

Комплекс ОП обеспечивает проведение следующих работ:

- 1) Герметизацию скважины, включающую закрывание и открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- 2) Спуск и подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений;
- 3) Расхаживание труб, подвешивание колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- 4) Циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- 5) Оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

### **Виды типовых схем обвязки ОП**

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862 - 90 устанавливают минимальное число необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины.

В соответствии с ГОСТ 13862-90 предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 — с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3-10 - с гидравлическим приводом превенторов.

На (рис. 16.77) приведены схемы 1, 3, 7 и 10. Схема включает блок превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, кольцевой, соединительные катушки и крестовина), станцию гидроуправления превенторами и гидроуправляемыми задвижками и манифольд **противовыбросового оборудования**, состоящий из блока глушения, блока дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорных трубопроводов и блока сепаратора бурового раствора.

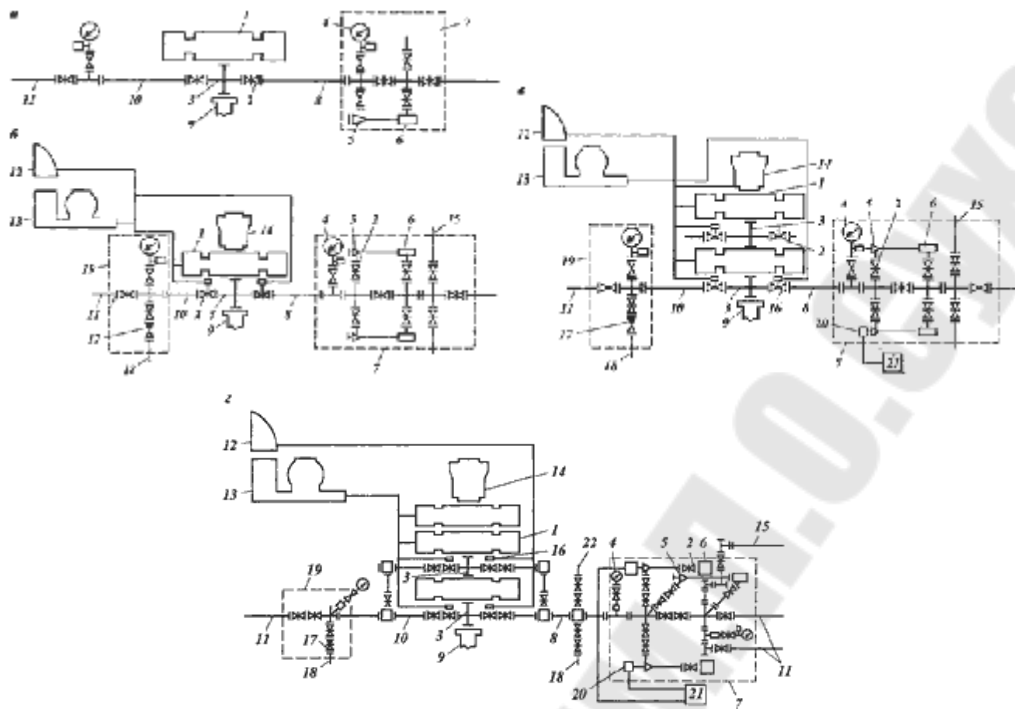


Рис.16.77. Типовые схемы обвязки противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90: а - схема 1; б - схема 3; в - схема 7; г - схема 10; 1 - превентор плашечный; 2 - задвижка с ручным управлением; 3 - крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами; 5 — регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 — гаситель потока; 7 — блок дросселирования; 8 - линия дросселирования; 9 - устье скважины; 10 - линия глушения; 11 - прямой сброс; 12 — вспомогательный пульт; 13 — гидроуправление превенторами с основным пультом; 14 — кольцевой превентор; 15 — отвод к сепаратору; 16 — задвижка с гидроуправлением; 17 — обратный клапан; 18 - отвод к буровым насосам; 19 - блок глушения; 20 - регулируемый дроссель с гидроуправлением; 21 — пульт управления дросселем; 22 — к системе опробования скважины

## Конструктивные особенности превенторов

### Плашечные превенторы

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья при наличии в скважине труб или в отсутствие их; применяют для эксплуатации в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подшивание колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления.

Установлена следующая система обозначения плашечного превентора:

- тип перевертатора и вид привода:
  - ППГ (плашечный с гидроприводом);
  - ППР (плашечный с ручным приводом);
  - ППС (плашечный с перерезывающими плашками);
- конструктивное исполнение:
  - с трубными или глухими плашками – не обозначается;
- диаметр условный прохода, мм;
- рабочее давление, МПа;
- тип исполнения:
  - в зависимости от скважинной среды (К1, К2, К3).

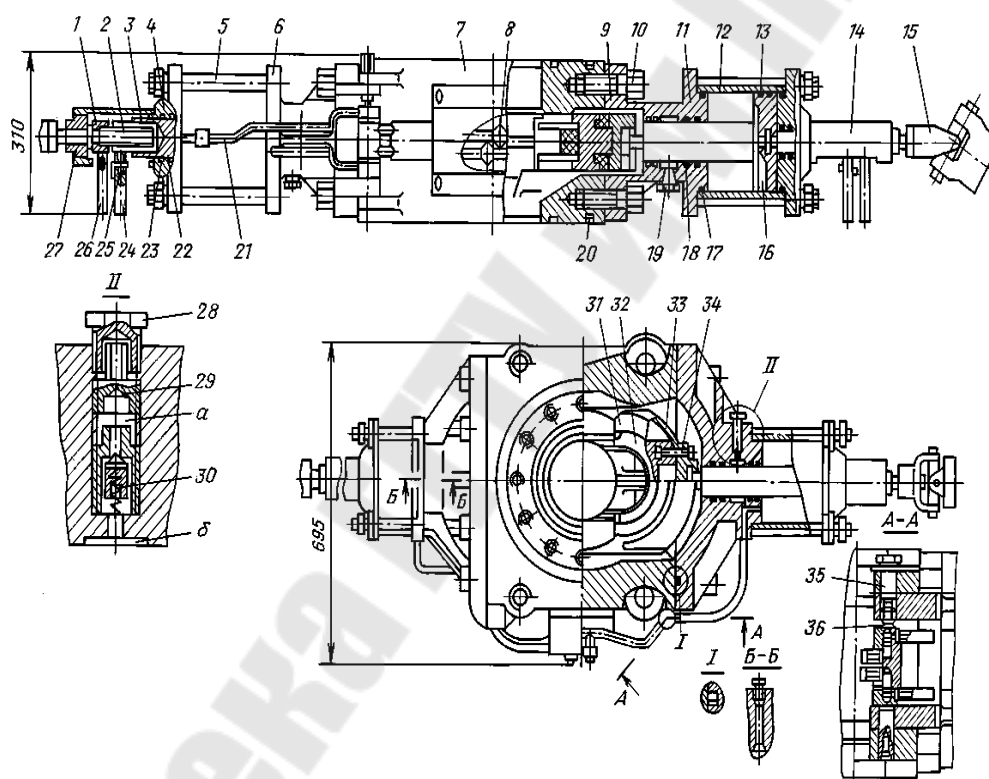


Рис. 16.78. Конструкция плашечного превентора ППГ–230×35:

1 – гайка; 2 – вал; 3 – шток; 4, 14 – крышки; 5 – шпилька; 6, 11 – откидные крышки с гидроцилиндром; 7 – корпус превентора; 8 – распределительный коллектор; 9 – армированное уплотнение; 10, 29, 34, 35 – винты; 12 – цилиндр; 13, 17, 18, 22 – резиновые уплотнительные кольца; 15 – вилка; 16 – поршень; 19 – пробка; 20 – паропровод; 21 – маслопровод; 23 – сальниковое кольцо; 24, 26 – пальцы; 25 – ось; 27 – втулка; 28 – пробка; 30 – обратный клапан; 31 – уплотнение плашки; 32 – вкладыш; 33 – корпус плашки; 36 – пружинное кольцо; а, б – полости для уплотнительного смазочного материала



Плашечные превенторы с гидравлическим управлением предназначены для герметизации устья скважины в целях предупреждения выброса. Их изготавливают на Волгоградском заводе буровой техники (ОАО «ВЗБТ») и заводом им. Лейтенанта Шмидта (г. Баку). ВЗБТ выпускает плашечные превенторы ППГ–230×35 и ППГ–230×70.

Плашечный превентор ППГ–230×35 (рис. 16.79) состоит из корпуса 7 и крышек 6, 11 с гидроцилиндрами.

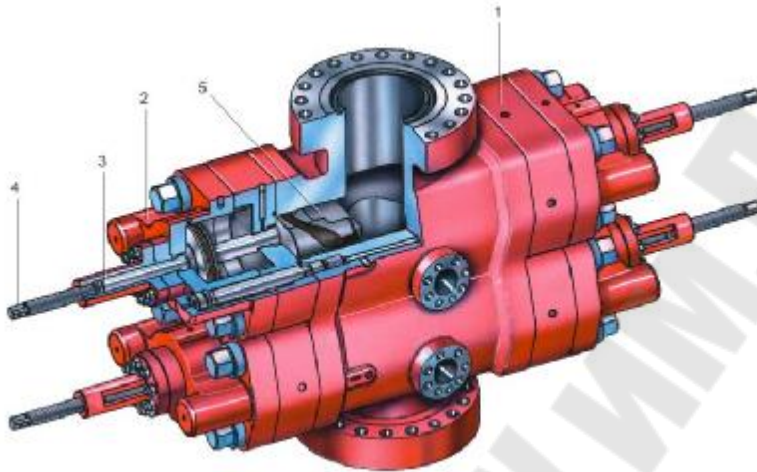


Рис. 16.79. Общий вид плашечного превентора

Корпус 7 представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую вертикальное проходное отверстие диаметром 230 мм и горизонтальную сквозную прямоугольную полость, в которой размещаются и движутся плашки. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками 6 и 11, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышки крепятся к корпусу 7 винтами 10. Такая конструкция превенторов позволяет быстро заменять плашки, не снимая превентора с устья бурящейся скважины даже при наличии в ней инструмента.

Плашечные превенторы (рис.16.79) укомплектовывают следующими плашками: трубными, каждая пара из которых уплотняет трубы определенного размера; глухими, герметизирующими скважину в отсутствие в ней инструмента.

Специальные треугольные выступы на вкладышах трубных плашек обеспечивают принудительное центрирование колонны труб при закрывании превентора. Плашку в собранном виде насаживают на Т-образный паз штока и вставляют в корпус превентора.

Каждая плашка перемещается поршнем 16 гидравлического цилиндра 12. От коллектора 8 по маслпроводам 21 и через

поворотное ниппельное соединение масло под давлением поступает в гидроцилиндры. Палец 24 служит визуальным указателем положения «Открыто – закрыто» плашек превентора, палец 26 – указателем положения фиксатора плашек. Для фиксации плашек в положении «Закрыто» с помощью ручного привода необходимо вращать штурвалы по часовой стрелке; через вилку 15 вращение передается на вал 2, по которому передвигается гайка 1 с пальцем 26 до упора в шток 3. Полость плашек превенторов в зимнее время при температуре ниже  $-5^{\circ}\text{C}$  следует обогревать паром, подаваемым в паропровод 20 корпуса превентора через отверстие в нем. Крышка корпуса уплотняется армированным уплотнением 9.

Для аварийного уплотнения штока в случае изнашивания (или прорыва) уплотнительного элемента на крышках превентора имеются специальные приспособления, состоящие из винта 29 и обратного клапана 30. Полость а при эксплуатации заполняется пластичным уплотнительным смазочным материалом для фонтанной арматуры. Уплотнение штока достигается за счет нагнетания смазочного материала под давлением в полость б. Давление создается винтом 29. При проверке герметичности уплотнительных элементов штока полость б следует держать открытой (с вывинченной пробкой 19).

Пример условного обозначения плашечного превентора с гидроприводом, условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2: ППГ – 350×35К2. Образцы плашек превенторов приведены на (рис. 16.80.)

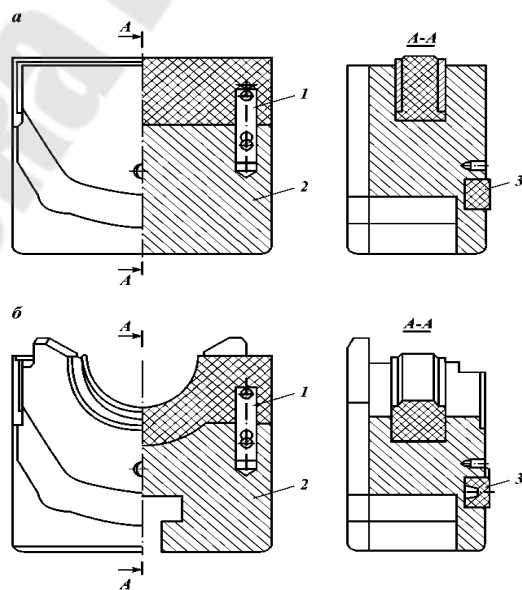


Рис. 16.80. Плашки превенторов ОАО «ВЗБТ»: а – глухая; б – трубная; 1, 3 – уплотнения плашки; 2 – корпус плашки

Основные показатели надежности плашечного превентора обеспечивают периодическую проверку его на функционирование путем закрытия на трубе, опрессовкой буровым раствором или водой и открытия, а также возможностью расхаживания бурильной колонны на длине трубы под избыточным давлением. Показатели надежности плашечных превенторов установлены ГОСТ 27743–88.

### **Универсальные (кольцевые) превенторы**

Универсальные (кольцевые) превенторы предназначены для герметизации устья скважины при наличии колонны труб или в отсутствие ее.

Установлена следующая система обозначения кольцевых превенторов:

- ПУ – превентор кольцевой (универсальный);
- конструктивное исполнение;
- 1 – с конической наружной поверхностью уплотнителя;
- 2 – со сферической наружной поверхностью уплотнителя;
- диаметр условный прохода, мм;
- рабочее давление, МПа.

Кольцевой уплотнитель универсального превентора должен позволять:

- протаскивание колонны труб общей длиной не менее 2000 м при давлении в скважине не более 10 МПа с замковыми муфтовыми соединениями со специальными фасками, снятыми под углом 18°;
- расхаживание и проворачивание колонны;
- открытие и закрытие превентора на расчетное число циклов;
- быструю замену кольцевого уплотнителя без демонтажа превентора.

Универсальный превентор ПУ1–230×35 (рис. 16.81) состоит из корпуса 3, крышки 1, плунжера 5, кольцевого уплотнителя 4, втулки 9. Корпус, плунжер и крышка – стальные отливки ступенчатой формы. Крышку ввинчивают в корпус с помощью прямоугольной резьбы. Кольцевой уплотнитель – массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками двутаврового сечения. Корпус, плунжер и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры а и б, изолированные манжетами. Камера а – распорная и служит для открытия превентора, камера б – запорная и служит для его закрытия. Под давлением масла, подаваемого в

запорную камеру из системы гидроуправления, плунжер движется вверх, перемещая кольцевой уплотнитель; последний при этом герметизирует устье скважины вокруг любой части бурильной колонны, а также в ее отсутствие. Для открытия превентора масло подается в распорную камеру, плунжер перемещается вниз, кольцевой уплотнитель расширяется, принимая первоначальную форму. Жидкость из запорной камеры вытесняется в сливную линию гидравлического управления.

Уплотнители обеспечивает герметизацию устья при спущенных в скважину трубах диаметром до 194 мм. Время закрытия превентора – 30 с. Конструкция универсальных превенторов ПУ1–280×35, ПУ1–350×35 аналогична конструкции ПУ1–230×35.

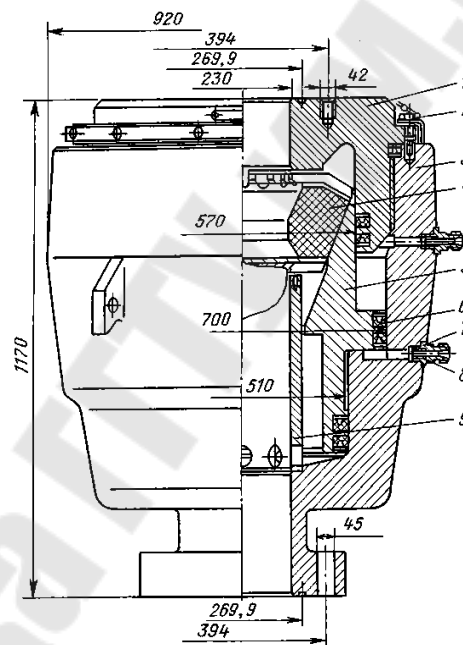


Рис.16.81. Конструкция универсального превентора ПУ1–230×35: 1 – крышка; 2 – ограничитель; 3 – корпус; 4 – кольцевой уплотнитель; 5 – плунжер; 6 – манжета; 7 – уплотнительное кольцо; 8 – штуцер; 9 – втулка

### Вращающиеся превенторы

Превенторы (рис.16.82) вращающиеся (ПВ) предназначены для автоматической герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжеленных, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при ее вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спускоподъемных операции.

Устанавливают ПВ над блоком превенторов взамен разъемного желоба для отвода бурового раствора к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

ПВ применяют при бурении с промывкой аэрированным буровым раствором, продувкой газообразными агентами, обратной промывкой, регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт, а также при вскрытии продуктивных пластов на «равновесии» и с депрессией в климатических условиях широкого диапазона зон по ГОСТ 15150 – 69.

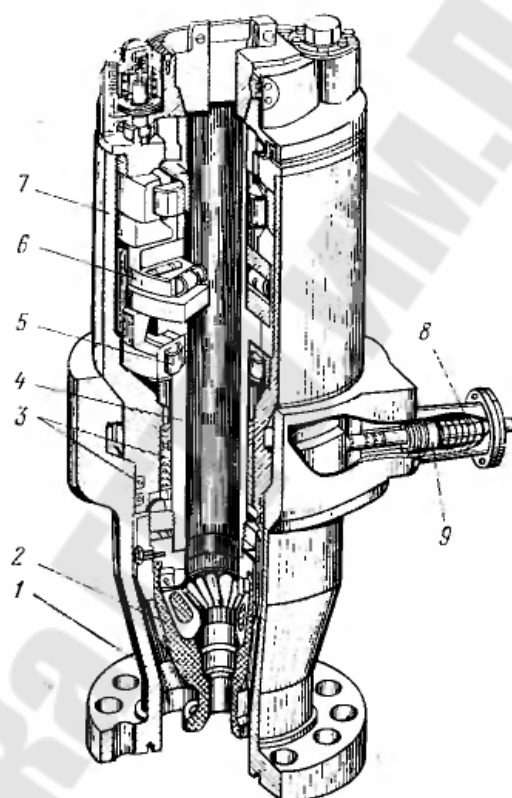


Рис.16.82. Вращающийся превентор

Вращающийся превентор (рис. 16.82) состоит из неподвижного корпуса 1, вставного патрона 7, в котором на двух подшипниках 5 и 6 установлен вращающийся ствол 4. На конце ствола закреплен резиновый герметизатор 2, уплотняющий бурильную колонну. Межтрубное пространство уплотняется манжетами 3. Патрон 7 фиксируется в неподвижном корпусе 1 с помощью запорного устройства, состоящего из поршня 9 и пружины 8.

Для извлечения патрона из корпуса под поршни запорного устройства ручным насосом подают масло, сжимая пружину, отводят шток в крайнее положение и освобождают патрон 8.

Они отличаются простотой устройства, небольшими габаритами и массой. В процессе проведения капитального ремонта обеспечивают герметизацию устья с вращающимся и неподвижным инструментом.

Общий вид универсального вращающегося превентора представлен на (рис.16.83).

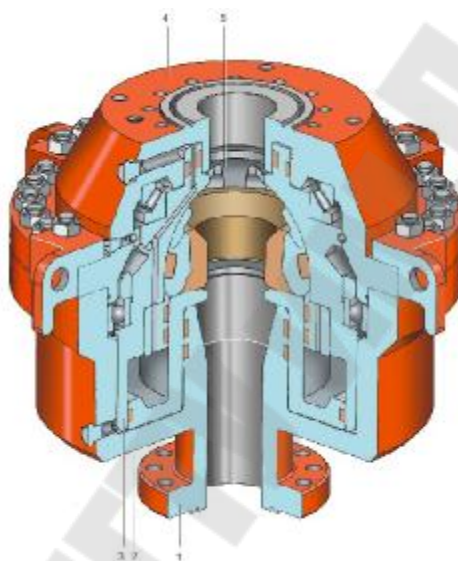


Рис.16.83.Общий вид универсального вращающегося превентора

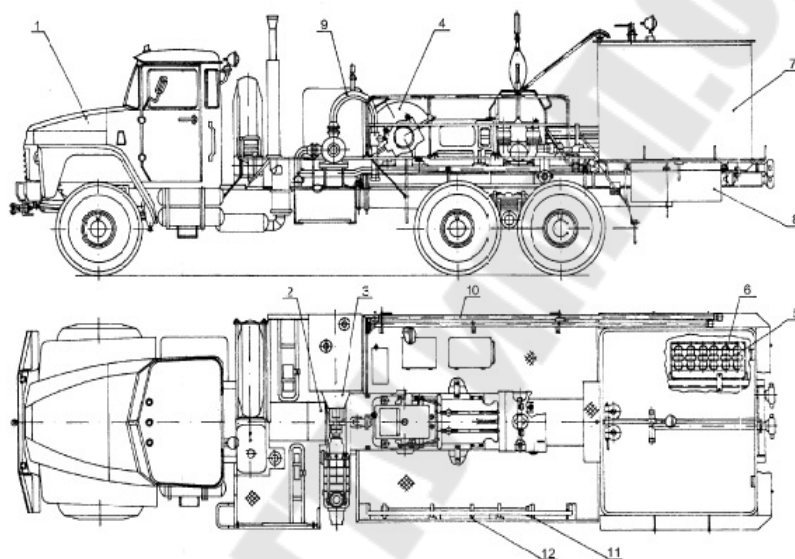
## ТЕМА 17 ОБОРУДОВАНИЕ, УЧАСТВУЮЩЕЕ В ПРОЦЕССЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

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

**Цементировочный агрегат** (рис. 17.1 и 17.1а) предназначен для приготовления цементного раствора, закачки цементного раствора в обсадную колонну и прокачки цементного раствора, бурового раствора до кольца «Стоп».

Цементировочный агрегат (рис. 17.1) 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.

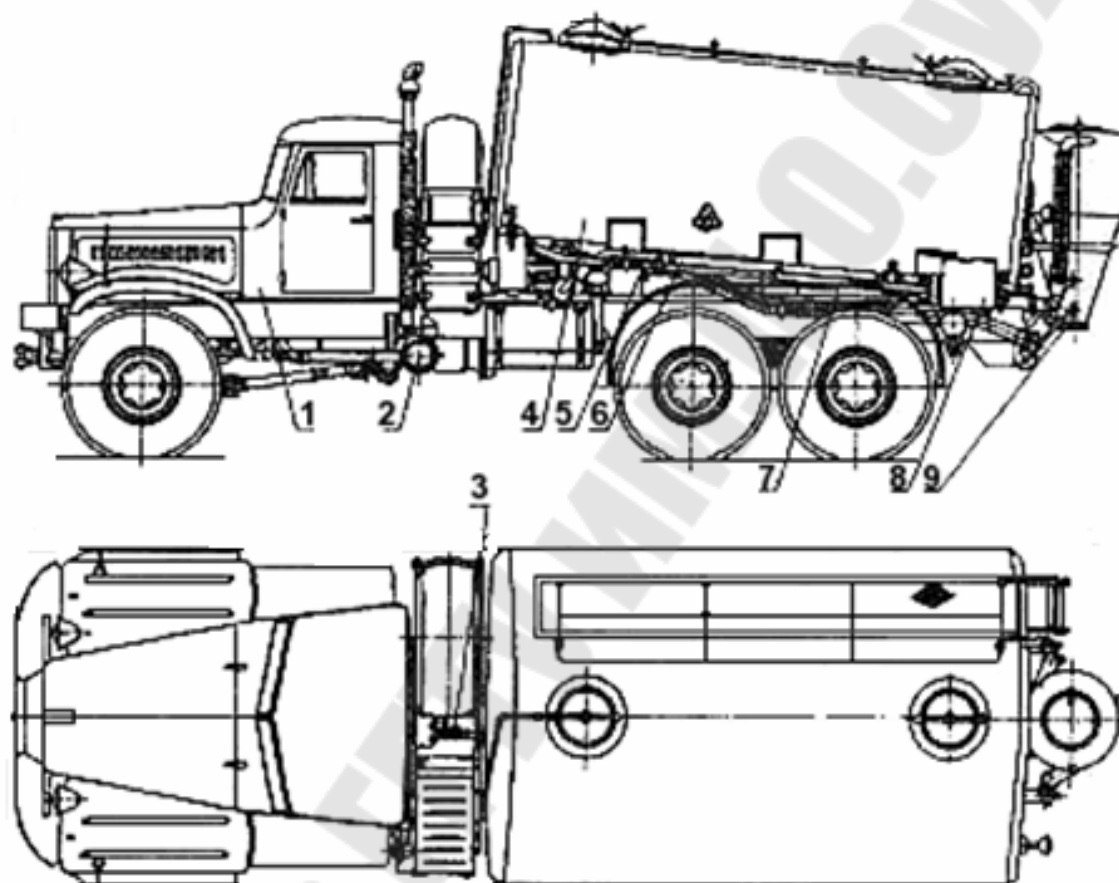


*Рис. 17.1.* Конструкция цементировочного агрегата: 1 – шасси автомобиля; 2 – коробка отбора мощности; 3 – блок водоподающий с центробежным насосом; 4 – насос; 5 – колено шарнирное; 6 – колено шарнирное сдвоенное; 7 – бак мерный с донными клапанами; 8 – бачок цементный; 9 – манифольд



*Рис.17.1а.* Общий вид цементировочного агрегата УНБ – 125x32

**Цементосмесительная установка** (рис. 17.2) предназначена для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин.



*Рис. 17.2.* Конструкция цементосмесительной установки: 1 – автошасси; 2 – искрогаситель; 3 – трансмиссия; 4 – цистерна; 5 – пневмосистема; 6 – манифольд; 7 – брызговик; 8 – пульт управления; 9 – гидросмесительное устройство

**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, она фиксирует показания количества закачиваемого цементного раствора и количества продавочной жидкости, а также изменение давления в процессе цементирования и окончания цементации давлением «Стоп».

**Блок манифольда** предназначен для обвязки всех агрегатов и цементировочной головки (рис.17.3).



**Цементи́ровочная головка** (рис. 17.3) предназначена для герметизации устья скважины и присоединения к ней нагнетального трубопровода (блока манифольда) цементи́ровочных агрегатов.

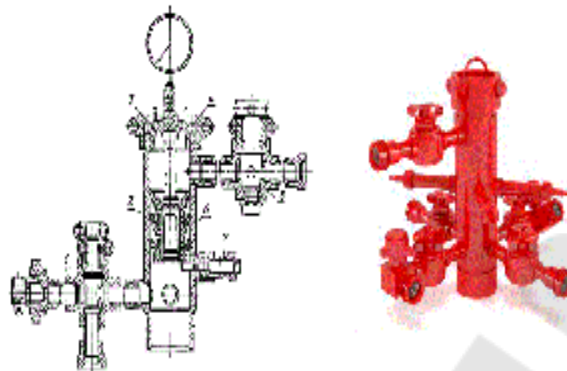


Рис. 17.3. Головка цементи́ровочная универсальная ГЦУ: 1 – обвязка; 2 – корпус; 3 – крышка; 4 – накидная гайка; 5 – пробковый кран; 6 – цементная пробка; 7 – стопорный винт

**Схема обвязки оборудования при цементировании** обозначена на (рис.17.4).

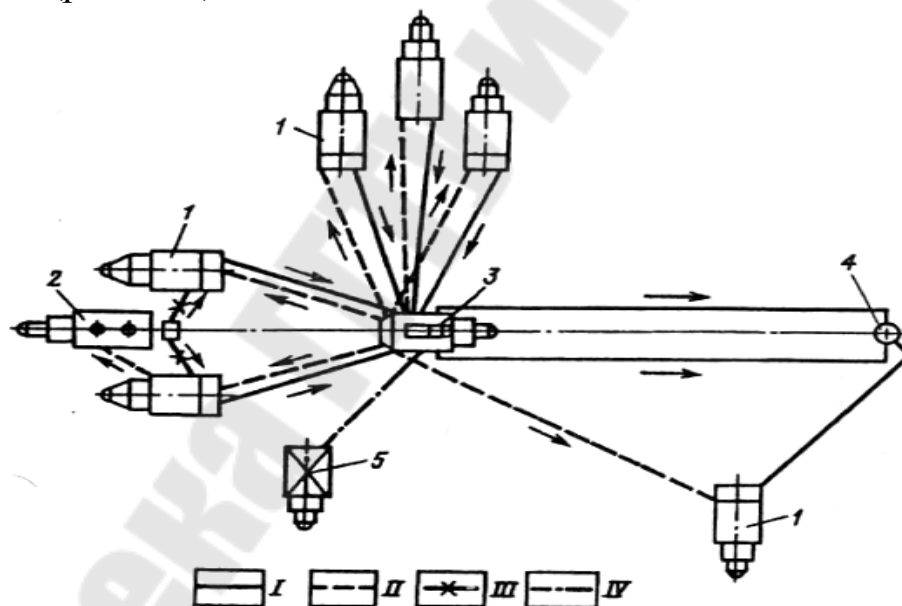


Рис.17.4. Схема обвязки оборудования при цементировании: 1- цементи́ровочный агрегат; 2- цементосмесительная машина; 3- блок манифольда; 4- устье скважины; 5- станция контроля; I- линия высокого давления; II- линия низкого давления; III- линия всасывания; IV- линия связи

## ЛИТЕРАТУРА

1. Абдрахманов Г.С. Контроль технических процессов в бурении. М., «Недра», 1974, 376 с.

2. 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.: ил.

3. 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.

4. Асадчев А.С. Результаты промысловых испытаний нового турбобура ЗТВМ-195 на площадях Припятского прогиба в 2003- 2006 г.г. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ.- М., 2007.- № 1.-С. 34-39.

5. Асадчев А.С. Перспективы использования низкооборотных забойных двигателей при бурении наклонно-направленных скважин Припятского прогиба // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ.- М., 2007, № 4.-С. 15-18.

6. Анализ наработки и ремонтов шпинделей гидравлических забойных двигателей при бурении глубоких скважин и боковых стволов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2006–2010 годах / Ю.А.Бутов, Д.В.Порошин, В.В.Пологеев, Р.Р.Нургалеев, Л.В.Борисенко, В.А.Загорский, А.С.Асадчев // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. / - Гомель, 2010.-Вып.7. - С.330 – 340.

7. 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.

8. 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.

9. 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.: ил.

10. 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.: ил.

11. 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.: ил.

12. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра– Бизнесцентр» 2002. - 255 с.: ил.

13. Иоанесян Ю.Р., Попко В.В., Симонянц С.Л. Конструкции и характеристики современных турбобуров.- М.: ВНИИОЭНГ, 1986.- 52 с.

14. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недр, 1997. – 648 с.

15. 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.

16. 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.

17. Особенности и результаты строительства боковых стволов на месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть»/А.И.Призенцов, В.Д.Гошкис,Л.П.Лашкин, Ю.А.Бутов, А.С.Асадчев// Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. / ЧУП "ЦНТУ "Развитие". - Гомель, 2007.-Вып.6. - С.254 – 270.

18.Повышение показателей строительства скважин при разбуривании оснастки обсадных колонн и бурения открытого ствола/ Д.В Порошин, А.С.Асадчев, Д.И Бурба// Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. Вып.8 – Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012.– 472с. - С.389 – 405.

19. Промысловые испытания турбинно-винтовых двигателей при бурении глубоких скважин Припятского прогиба /А.С.Асадчев, В.Д.Порошин, Д.А Никитин //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ.- М., 2009 .- №8.- С. 3-6.

20. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. Изд. 2-е, перераб. И доп. М,: «Недра»,1973.312 с.

21. Результаты промысловых испытаний турбобура повышенной мощности в РУП "Производственное объединение "Белоруснефть"

/С.Л.Симонянц, А.И.Призенцов, В.В.Архипенко, Д.В.Порошин, А.С.Асадчев, В.А.Литвяк, А.А.Мартиросян// Вестник ассоциации буровых подрядчиков.- М., 2010 .- №2.- С.18-20.

22. Симонянц С.Л. Технология бурения скважин гидравлическими забойными двигателями. Учебное пособие.– Н.Новгород, изд-во «Вектор ТиС», 2007.–160 с.

23. 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 Краткие сведения по нефтепромысловой геологии и особенностям геологических условий Припятского прогиба	5
1.1 Классификация горных пород	5
1.2 Осадочные горные породы, ловушки углеводородов, нефтегазовые залежи и месторождения	7
1.3 Поиски и разведка нефтегазовых месторождений	12
1.4 Составление геологического разреза скважины	18
1.5 Горно-геологические особенности разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба	19
1.6 Техничко-технологические особенности бурения глубоких скважин и боковых стволов на нефтяных месторождениях Припятского прогиба	25
Тема 2 Свойства горных пород, влияющие на процесс бурения скважин	26
2.1 Признаки деформации упруго-хрупких тел	26
2.2 Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс бурения скважин	26
2.3 Виды и характеристика разрушения горных пород при бурении скважин	34
2.4 Давление в горных породах и пластах	35
Тема 3 Общие понятия о строительстве нефтяных и газовых скважин	36
3.1 Термины и определения, классификация скважин на нефть и газ, природоохранные мероприятия	36
3.1.1 Классификация скважин на нефть и газ	38
3.1.2 Природоохранные мероприятия при бурении скважин	40
3.2 Этапы сооружения скважин	42
3.3 Процесс бурения глубоких скважин	45
3.4 Промывка скважины и буровые растворы	53
Тема 4 Способы бурения нефтяных и газовых скважин	59
4.1 Общие положения	59
4.2 Классификация способов бурения нефтяных и газовых скважин	59
Тема 5 Бурильная колонна	61
5.1 Назначение и функции бурильной колонны	61
5.2 Состав бурильной колонны	61

5.3 Условия работы бурильной колонны	63
5.4 Нагрузки, действующие на бурильную колонну	63
5.5 Назначение и конструкция ведущей бурильной трубы (ВБТ)	64
5.6 Назначение и конструкции бурильных труб	65
5.7 Замки бурильных труб	66
5.8 Назначение и конструкции легкосплавных бурильных труб (ЛБТ)	67
5.9 Назначение и конструкции утяжеленных бурильных труб (УБТ)	68
5.10 Назначение и конструкции переводников бурильной колонны	70
5.11 Назначение и конструкции опорно-центрирующих элементов бурильной колонны	71
Тема 6 Буровые долота	75
6.1 Классификация буровых долот	75
6.2 Конструктивные особенности буровых долот сплошного бурения	80
Тема 7 Привод долота. Ротор. Погружные забойные двигатели. Верхний привод буровых установок	102
7.1 Устройство и принцип работы ротора буровой установки	102
7.2 Функции бурового ротора	103
7.3 Работа ротора буровой установки	104
7.4 Особенности бурения скважин с использованием гидравлических забойных двигателей	105
7.5 Винтовой забойный двигатель (ВЗД)	123
7.5.1 Конструкции винтовых забойных двигателей	130
7.6 Конструкции турбинно-винтовых забойных двигателей (ТВД)	132
7.7 Конструкции электробуров	133
7.8 Системы верхнего привода (СВП) буровых установок	136
Тема 8 Режим бурения	140
8.1 Основные понятия	140
8.2 Влияние различных факторов на процесс бурения	140
Тема 9 Наклонно направленное бурение скважин	151
9.1 Цели и задачи направленного бурения скважин	151
9.2 Основы проектирования направленной скважины	157
9.2.1 Выбор конфигурации направленной скважины	158

9.2.2	Обоснование проекций ствола направленной скважины	164
9.2.3	Выбор элементов конструкции наклонно направленной скважины	167
9.2.4	Особенности профилей горизонтальных скважин	168
9.2.5	Проектирование профилей направленных скважин	170
9.2.6	Расчет элементов траектории направленных скважин	171
9.2.7	Определение радиуса искривления при наборе кривизны ствола скважины	175
9.3	Факторы, определяющие траекторию забоя скважины	178
9.3.1	Опорные забойные компоновки	179
9.3.2	Маятниковая компоновка	180
9.3.3	Комбинированная (жесткая) компоновка	181
9.3.4	Компоновка с забойным двигателем	182
9.3.5	Особые проблемы в направленном бурении	182
9.4	Забойные компоновки для бурения направленных скважин	186
9.5	Методы и средства контроля траектории направленных скважин	189
9.5.1	Забойные измерительные приборы- инклинометры	189
9.5.2	Забойные телеметрические системы	192
9.6	Кустовое бурение. Бурение многозабойных и разветвленных скважин	201
9.6.1	Многозабойное бурение. Разветвленные и радиальные скважины	207
9.6.2	Особенности конструкций многозабойных скважин	209
9.6.3	Технология многозабойного бурения скважин	211
9.6.4	Строительство многозабойных скважин	212
9.7	Особенности крепления многозабойных скважин	213
	Тема 10 Вскрытие продуктивных пластов	215
10.1	Технологические факторы, обеспечивающие качественное вскрытие продуктивных пластов	215
10.2	Способы исследования продуктивных пластов при бурении скважин	225
	Тема 11 Технология резки и бурения боковых стволов восстанавливаемых скважин	238
11.1	Общие положения и требования при строительстве боковых стволов	239
11.2	Технология вырезания щелевидного окна и части	241

обсадной колонны	
Тема 12 Крепление скважин	251
12.1 Конструкция скважины	254
12.2 Методика проектирования конструкции скважины	256
12.3 Способы спуска и цементирования обсадных колонн	259
12.4 Технологическая оснастка обсадных колонн	270
12.5 Устройства для крепления скважин хвостовиками и секциями обсадных колонн	282
12.6 Тампонажные цементы и растворы	303
12.7 Буферные жидкости при цементировании скважин	305
Тема 13 Вторичное вскрытие продуктивных пластов. Заканчивание и освоение скважин	308
13.1 Особенности вторичного вскрытия продуктивных пластов	308
13.2 Конструкции забоев скважин	308
13.3 Заканчивание скважин	310
13.4 Перфорация обсадной эксплуатационной колонны	313
13.5 Вызов притока	315
13.6 Гидродинамические методы исследования (ГДИ) скважин	324
13.7 Возбуждение пласта и интенсификация притока	326
13.8 Освоение скважин	327
13.9 Передача скважины в эксплуатацию	328
Тема 14 Осложнения и аварии при строительстве скважин	330
14.1 Определение и причины возникновения аварий	343
14.2 Работы по ликвидации аварий при бурении и ремонте скважин	346
14.3 Самопроизвольное искривление стволов скважин	347
Тема 15 Бурение нефтяных и газовых скважин на море	348
15.1 Общие сведения	348
15.2 Особенности бурения скважин на акваториях	353
Тема 16 Буровые установки и буровое оборудование для строительства скважин	356
16.1 Общие сведения	356
16.2 Параметры и классификация буровых установок	357
16.3 Основные функции буровых установок	359
16.4 Оборудование буровых установок	364
16.4.1 Оборудование буровой установки для реализации роторного бурения скважин	396



16.4.2 Оборудование БУ для промывки скважин	406
16.5 Буровые насосы	407
16.6 Оборудование системы приготовления и обработки бурового раствора	422
16.7 Оборудование системы очистки бурового раствора от шлама	429
16.8 Контрольно-измерительные приборы (КИП) буровой установки	439
16.9 Устьевое оборудование	449
16.10 Оборудование противовыбросовое (ОП) буровых установок	461
Тема 17 Оборудование, участвующее в процессе цементирования скважин	470
Литература	474

**Асадчев Анатолий Семенович**

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**Пособие  
по одноименной дисциплине  
для студентов специальности  
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку  
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного  
учебно-методического документа 05.04.18.

Рег. № 52Е.

<http://www.gstu.by>