

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Горные работы»

Д. С. Матвеевко
А. В. Климович
М. А. Бабец

ТРЕНАЖЕР-ИМИТАТОР БУРЕНИЯ АМТ-221

*Методическое пособие
по подготовке и тренингу обучаемого персонала
для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка
месторождений полезных ископаемых»
направления 1-51 02 01-04 «Буровые работы»*

В 2 частях

Часть 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРОВОМ ОБОРУДОВАНИИ,
ПРИМЕНЯЕМОМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
НА НЕФТЬ И ГАЗ

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области горнодобывающей промышленности*

Минск
БНТУ
2013

УДК 622.24(075.8)

ББК 33.13я7

М33

Рецензенты:

кандидат геолого-минерологических наук

Г. Л. Фурсиков (РУП «Белгеология»);

кандидат технических наук *В. П. Ильин* («БелНИГРИ»)

Матвеевко, Д. С.

М33 Тренажер-имитатор бурения АМТ-221 : методическое пособие по подготовке и тренингу обучаемого персонала для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка месторождений полезных ископаемых» направления 1-51 02 01-04 «Буровые работы» : в 2 ч. / Д. С. Матвеевко, А. В. Климович, М. А. Бабец. – Минск : БНТУ, 2013. – Ч. 1 : Общие сведения о буровом оборудовании, применяемом при бурении скважин на нефть и газ. – 88 с.
ISBN 978-985-550-231-0 (Ч. 1).

Методическое пособие предназначено для студентов – будущих инженеров по бурению. Цель издания – на уровне современных технологических требований освоить управление процессами бурения скважин на нефть и газ. Теоретические сведения, приведенные в пособии, помогут будущим специалистам ориентироваться в буровом оборудовании и освоить тренажер-имитатор бурения АМТ-221.

УДК 622.24(075.8)

ББК 33.13я7

ISBN 978-985-550-231-0 (Ч. 1)

ISBN 978-985-550-232-7

© Матвеевко Д. С., Климович А. В.,
Бабец М. А., 2013

© Белорусский национальный
технический университет, 2013

ВВЕДЕНИЕ

Основное назначение имитатора бурения АМТ-221 – это приобретение навыков буровым персоналом по выполнению основных операций процесса бурения, распознаванию нештатных ситуаций и действиям в таких ситуациях.

При обучении лиц, не имеющих опыта бурения или не знакомых с процессом бурения, авторами пособия в разделе 1, который можно рассматривать как самостоятельный вводно-ознакомительный курс, изложены основные сведения о стандартном, «классическом» буровом оборудовании, давно и широко применяемом в практике бурения на нефть и газ и в связи с этим имитируемом на АМТ-221.

Будущим горным инженерам важно помнить, что инженерный уровень овладения работой на АМТ-221 предполагает не механическое выполнение действий, предписываемых инструкциями к тренажеру, но и понимание причинно-следственных связей, обуславливающих эти действия. В этом случае возможно объективно оценить уровень осваиваемой компьютерной модели реальных условий глубокого бурения тренажера АМТ-221 и свести к минимуму ошибки при работе в аналогичных ситуациях в реальных условиях будущей профессиональной деятельности.

1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ (СПО)

Подъем и спуск бурильных труб для замены изношенного долота, отбора керна, производства ловильных работ или других работ в скважине, а также спуск обсадных труб являются частью процесса проводки скважин при всех способах вращательного бурения.

Талевая система (рис. 1.1) предназначена для проведения этих работ, а также для поддержания на весу спущенных в скважину бурильных труб в процессе бурения. Она представляет собой полиспастный механизм, который состоит из кронблока 4, талевого блока 2, подъемного крюка и стального каната 3, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой 6 и подъемным крюком, и механизма крепления неподвижного конца каната 5.

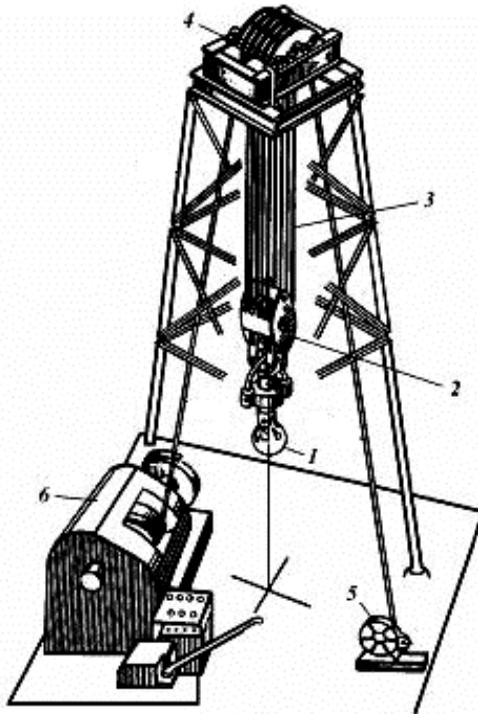


Рис. 1.1. Талевая система

На верхней площадке буровой вышки устанавливается кронблок 4. Подвижный талевый блок 2 соединяется с кронблоком талевым канатом 3, к талевому блоку присоединяется крюк, на котором подвешивается на штропах элеватор для труб или вертлюг. В настоящее время талевый блок и подъемный крюк заводы-изготовители объединяют в один механизм – крюкоблок.

Число шкивов кронблока в одной системе всегда на один больше, чем в талевом блоке, а число ветвей каната в оснастке четное.

Кронблок (рис. 1.2) является перемещаемой 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. 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 вспомогательных работ.

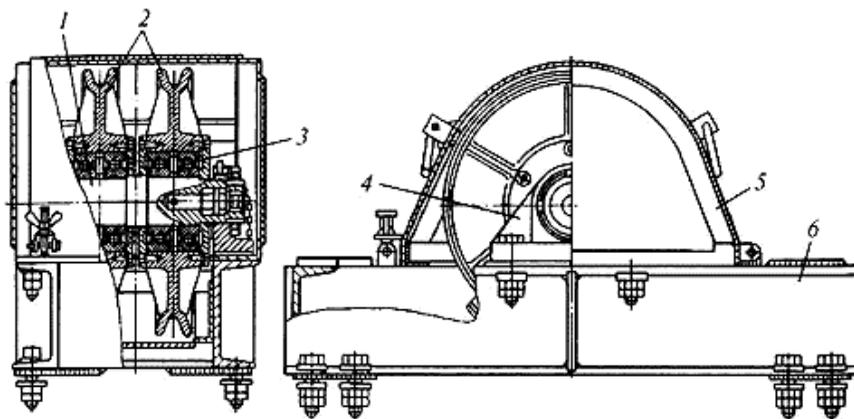


Рис. 1.2. Кронблок

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. 1.3) 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 пальцев 6. Таким образом, эти детали составляют как бы силовой каркас блока.

В щеках неподвижно закреплена ось 2, на которой на подшипниках качения 4 смонтированы шкивы 3 (для предохранения смещения ось торцов закреплена гайками). Шкивы блока закрыты кожухами, снабженными прорезями для прохода струн каната.

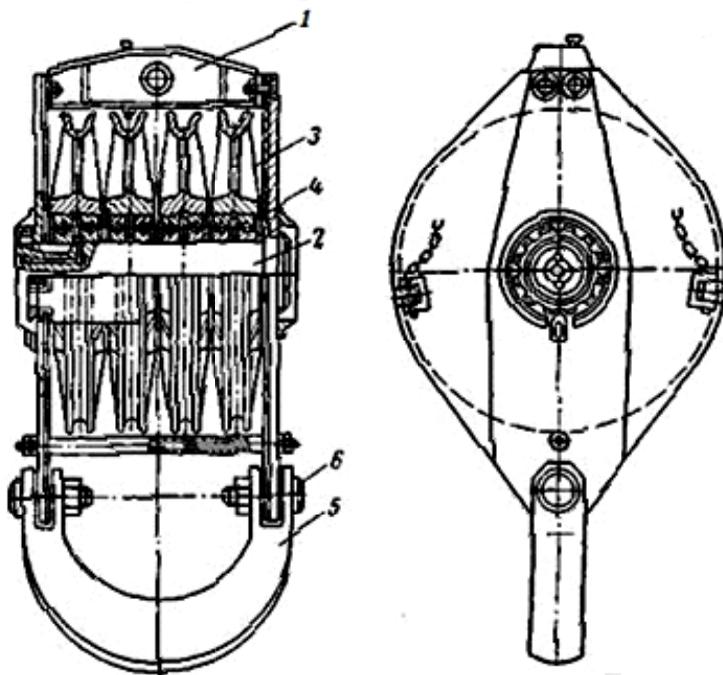


Рис. 1.3. Талевый блок

Подъемный крюк талевой системы вместе с талевым блоком составляет ее подвижную часть.

В свою очередь подъемный крюк (рис. 1.4) состоит собственно из крюка 5, корпуса 2, серьги 1, ствола крюка 4, пружины 3, седла 6 и других деталей. Он изготавливается из пластин легированной ста-

ли. При помощи оси крюк соединяется со стволом и может вращаться на ней. Для предохранения зева крюка и штопа вертлюга от износа, в зеве укреплена на заклепках специальная подушка. Во второе отверстие крюка запрессовывается ось. На эту ось (боковые рога) надевается штопы элеватора при спуско-подъемных операциях. Для предупреждения выпадения штопов 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 пошипник. Через этот стакан проходит ствол крюка, а в зазоре между ними находится пружина.

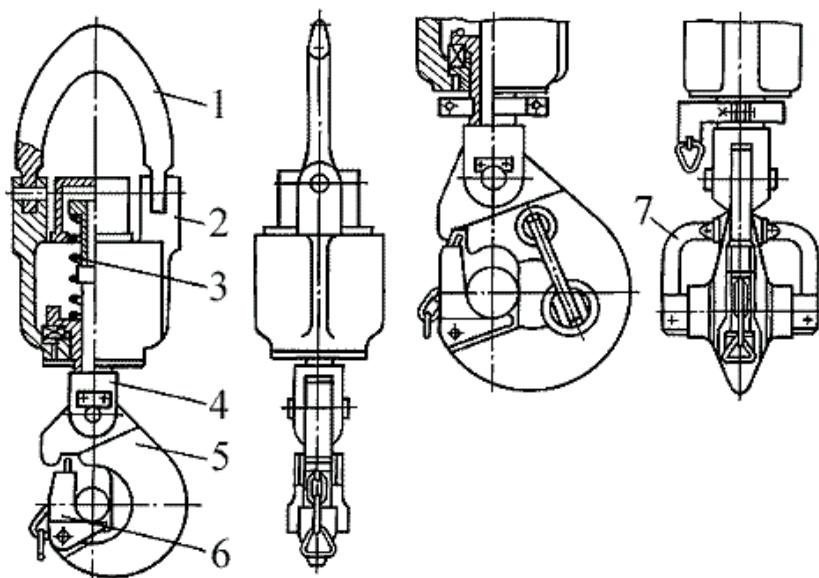


Рис. 1.4. Подъемные крюки

Крюкоблок (рис. 1.5) предназначен для ведения спускоподъемных операций, поддержания на весу колонны бурильных и обсадных труб и бурового инструмента в процессе бурения. Крюкоблок – это талевый блок, жестко соединенный с крюком. В процессе бурения крюкоблок соединен с вертлюгом, а при выполнении спускоподъемных операций с элеватором.

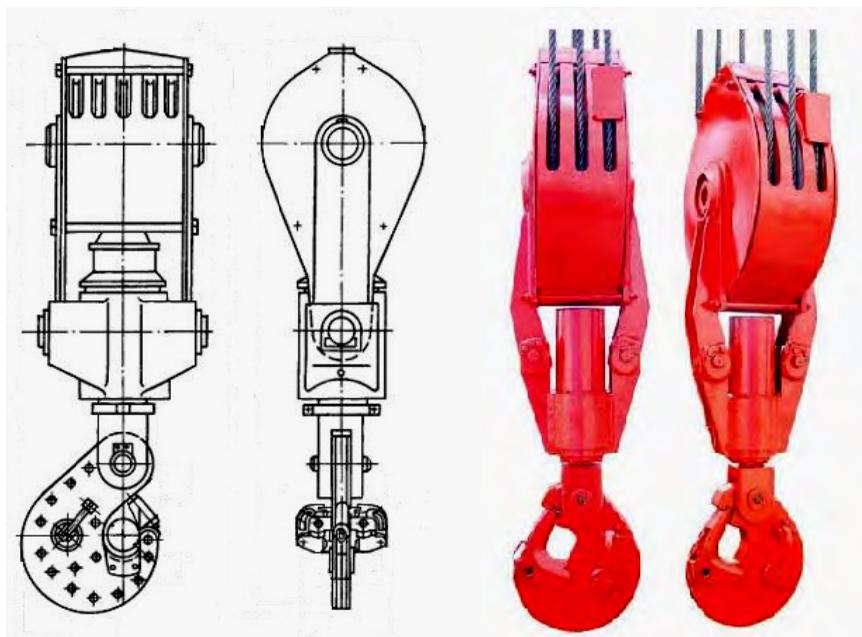


Рис. 1.5. Крюкоблоки

Элеватором называют присоединяемое к талевой системе устройство, предназначенное для захвата и удержания на весу или на столе ротора колонн обсадных или насоснокомпрессорных труб в процессе спускоподъемных операций, при строительстве и ремонте нефтяных и газовых скважин.

Элеватор (рис. 1.6) состоит из корпуса 2 с фиксаторами 1 для стабильной фиксации штроп, 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.

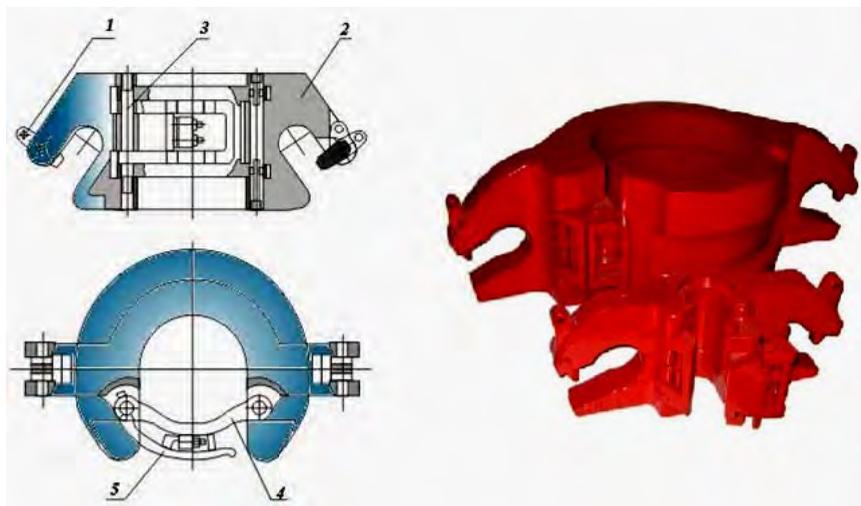


Рис. 1.6. Элеваторы

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 муфто-замковым соединениям. Подхваченную свечу, выводят на устье и свинчивают с колонной.

Бурильные штропы предназначены для подвешивания элеватора на крюке. Они воспринимают всю нагрузку возникающую при спуске бурильных и обсадных труб, так как являются соединительным звеном между крюком и элеватором.

Штропы (рис. 1.7) 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.

Пневматический клиновый 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.

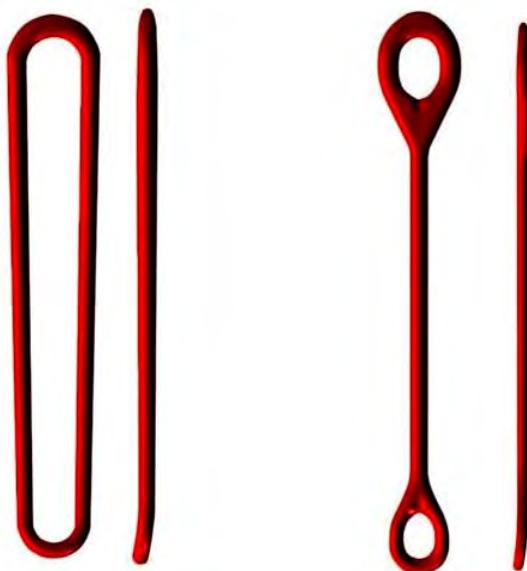


Рис. 1.7. Штропы

ПКР (рис. 1.8) 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.

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 позам 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.

Буровая вышка представляет собой вертикальную металлическую конструкцию в виде усеченной пирамиды, сужающуюся сверху. Она состоит из боковых граней, верхняя часть которых снабжена рамой для монтажа кронблока, а нижняя часть граней крепиться к основанию буровой. В средней части вышки смонтированы бал-

кон для работы второго помощника бурильщика и магазин для размещения верхних концов свечей. Вышки оборудуются лестницами. Вышки различают по конструкции – мачтовые или башенные, по максимальной нагрузке, по размерам – высоте и площади основания, по системе опирания и передачи нагрузки на основание, по степени разборности и способам монтажа.

Буровые вышки и мачты предназначены для выполнения спуско-подъемных операций с бурильными и обсадными трубами; поддержания бурильной колонны на талевой системе при бурении с разгрузкой; установки свечей, извлеченных из скважины; размещения средств механизации спуско-подъемных операций.

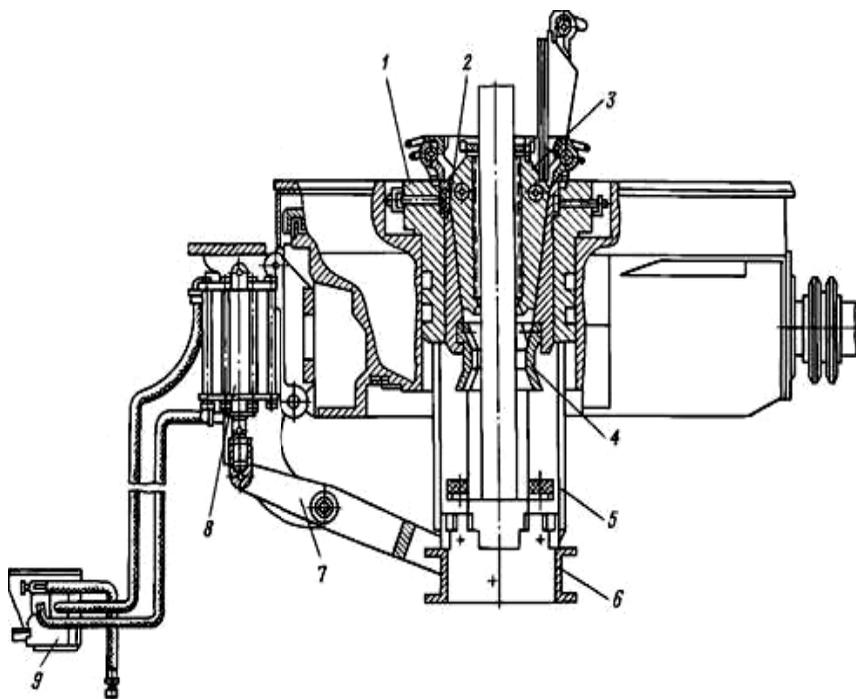


Рис. 1.8. Клиновой пневматический захват

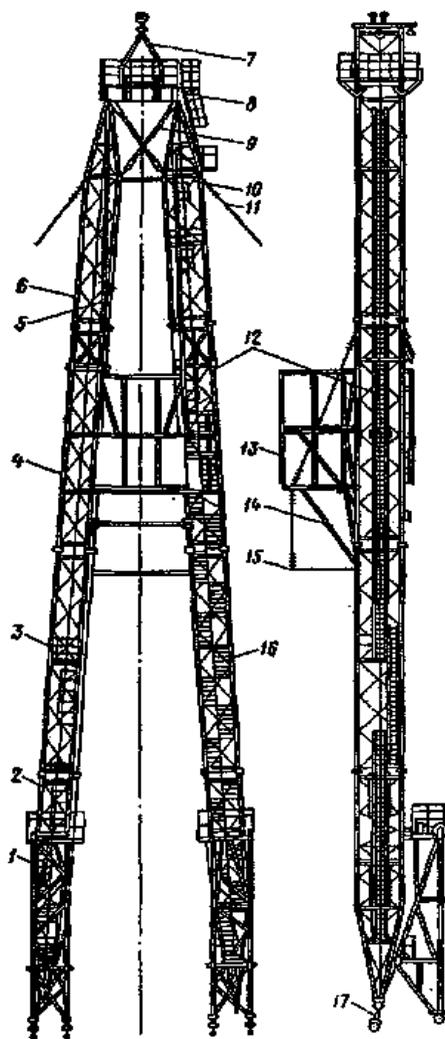


Рис. 1.9. Мачтовая вышка А-образного типа:

- 1 – подъемная стойка; 2, 3, 4, 6 – секции мачты; 5 – пожарные лестницы; 7 – монтажные козлы для ремонта кронблока; 8 – подкронблочная рама;
 9, 10, 14 – растяжки; 11 – оттяжки; 12 – тоннельные лестницы;
 13 – балкон; 15 – предохранительный пояс; 16 – маршевые лестницы;
 17 – шарнир

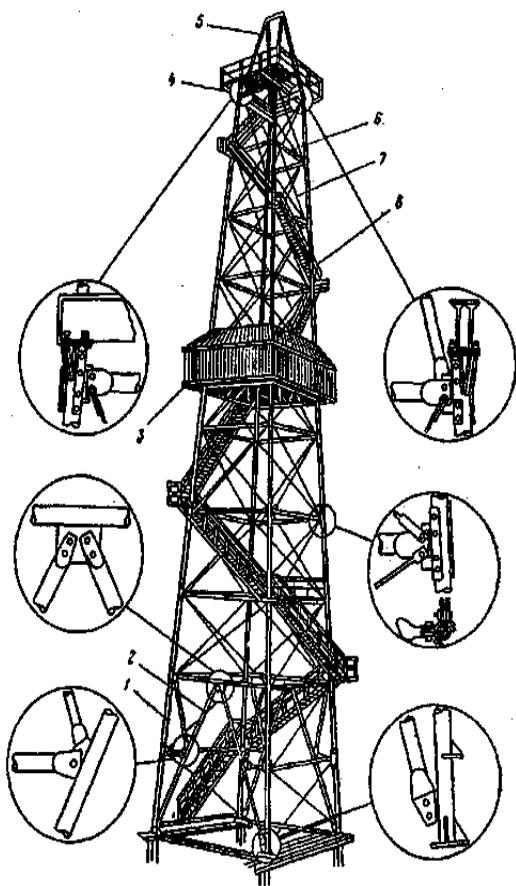


Рис. 1.10. Башенная вышка:

- 1 – нога; 2 – ворота; 3 – балкон; 4 – подкронблочная площадка;
 5 – монтажные козлы; 6 – поперечные пояса; 7 – стяжки;
 8 – маршевая лестница

Вышки и мачты должны быть достаточно прочными и устойчивыми при максимальных нагрузках, возникающих в процессе бурения или ликвидации аварии; иметь необходимый запас высоты для размещения талевого блока, элеватора и маневрирования с буровыми свечами; иметь возможно меньшие массу и габаритные размеры, а также конструкцию, обеспечивающую транспортабельность и простоту монтажно-демонтажных работ.

Буровая лебедка является основным механизмом буровой установки и предназначена для спуска и подъема бурильных и обсадных труб; удержания колонны труб на весу в процессе бурения или промывки скважины; передачи вращения ротору; свинчивания и развинчивания труб; производства вспомогательных работ по подтаскиванию в буровую инструмента, оборудования, труб и др.; для подъема собранной вышки в вертикальное положение

Буровая лебедка (рис. 1.11) состоит из сварной рамы, на которой установлены подъемный и трансмиссионный валы, коробка перемены передач (КПП), тормозная система, состоящая из основного (ленточного) и вспомогательного (гидравлический, электрический) тормозов, пульт управления.



Рис. 1.11. Буровая лебедка

Подъемный вал является основным валом лебедки. На валу, кроме звездочек цепной передачи монтируется барабан для навивки талевого каната, ленточный тормоз и кулачковая муфта соединяющая с гидравлическим или электрическим тормозами. 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.

Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната в основном состоит из барабана, эксцентрично и неподвижно посаженного на ось, образующую одно целое с рамой механизма.

Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната (рис. 1.12) 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.

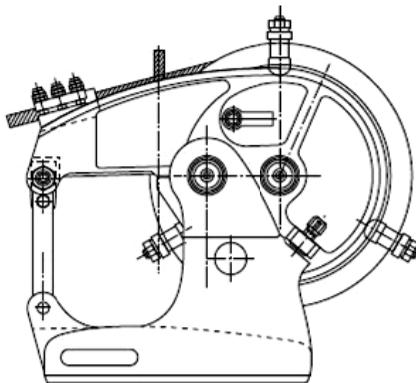


Рис. 1.12. Механизм крепления неподвижной ветви талевого каната

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

Ключ АКБ-3М (рис. 1.13) 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.

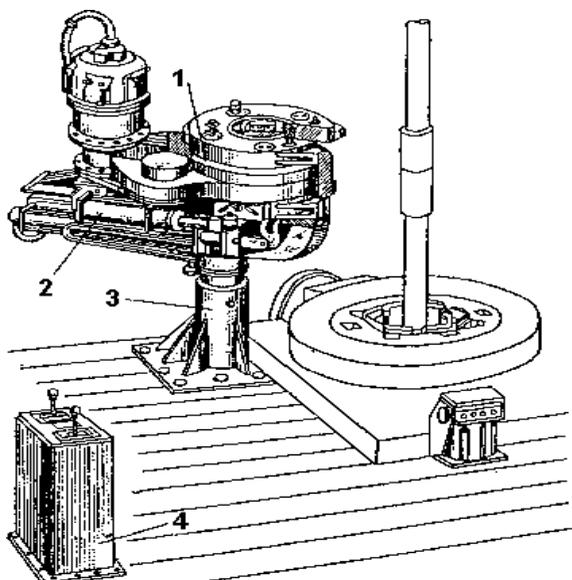


Рис. 1.13. Пневматический ключ АКБ-3М

После установки на клинья поднятой колонны бурильных труб блок ключа с помощью пневматических цилиндров перемещается в сторону оси скважины и заходит на замковое соединение свинчатых 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.

2. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

2.1. Роторное бурение

При роторном бурении вращение долота передается от вращающего его механизма – ротора, устанавливаемого на устье, через колонну бурильных труб, выполняющих функцию полого вала.

Ротор используется и для удержания на весу колонны бурильных и обсадных труб при их спуске, подвеске, отвинчивании. Поэтому ротор необходим и при бурении забойными двигателями. В последнем случае на застопоренный стол ротора через колонну бурильных труб и ведущую трубу передается и реактивный крутящий момент от забойных двигателей.

Привод ротора осуществляется от лебедки через карданный вал либо цепную передачу или от индивидуального привода (ПИР).

Для конкретных условий бурения ротор выбирают по допустимой нагрузке, передаваемой мощности, диаметру проходного отверстия для пропуска долота. Особенность роторного бурения – наличие двух каналов передачи энергии на забой – механической от привода ротора и гидравлической от насосов.

При роторном способе бурения основные режимные параметры – осевую нагрузку, частоту вращения долота, расход бурового раствора – можно изменять с пульта бурильщика, т.е. можно в определенных пределах одновременно повышать или понижать, фиксировать один из них на одном уровне и изменять уровни других. Это позволяет подбирать лучшие сочетания параметров для конкретных условий бурения.

Оборудование для роторного бурения включает вышку, буровую лебедку с приводом, ротор, буровые насосы, вертлюг (через него насосы подают промывочную жидкость в бурильную колонну), талевую систему, состоящую из кронблока, блока и крюка, на который в процессе бурения подвешены вертлюг и бурильная колонна, систему очистки промывочной жидкостью, включающую вибросита, желоба и гидроциклоны, приемные и запасные емкости.

Ротор получает вращение от электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания через приводной вал. Вращение вала конического зубчатой передачей ротора трансформируется во вращение

стола ротора относительно оси скважины. В столе ротора установлены т.н. ведущие вкладыши, которым передается вращение стола ротора. Внутри ведущих вкладышей устанавливаются ведущие вкладыши (меньших размеров), внутреннее сечение которых соответствует сечению верхней рабочей трубы бурильной колонны. Форма сечения рабочей трубы бурильной колонны может представлять квадрат, шестигранник, крестовину и т.д. Аналогичную форму должно иметь внутреннее сечение рабочих вкладышей, вращающих верхнюю рабочую трубу бурильной колонны. Основную часть бурильной колонны составляют бурильные трубы. Между ними и долотом устанавливаются утяжеленные бурильные трубы (УБТ), масса которых должна обеспечивать необходимую нагрузку на долото в процессе роторного бурения и работу труб в растянутом состоянии.

Рабочая труба бурильной колонны в своей верхней части присоединяется к вертлюгу, через который по гибкому шлангу подается промывочная жидкость в бурильную колонну и далее через насадки долота на забой.

Промывочная жидкость охлаждает долото, очищает забой от шлама разбуренной породы и через кольцевое пространство между бурильной колонной и стенками скважины выносит шлам на поверхность. Промывочная жидкость после очистки от шлама (и дегазации, если в этом есть необходимость) поступает в приемную емкость и вновь подается в скважину.

Ротор (рис. 2.1) состоит из следующих основных узлов и деталей. Станина 1, является основным элементом ротора. Она представляет собой стальную отливку, внутри которой смонтированы почти все остальные узлы и детали, за исключением крышки 5 и цепного колеса 6. Стопорное устройство 7 предназначено для фиксирования роторного стола. Внутренняя полая часть станины является также масляной ванной для конической пары и опор стола ротора.

Стол ротора 2 – это основная вращающаяся его часть, приводящая во вращение при помощи разъемных вкладышей 4 и зажимов 3 ведущую трубу и соединенную с ней спущенную в скважину бурильную колонну. Стол ротора монтируется на двух шаровых опорах – главной и вспомогательной. Главная опора воспринимает осевые статические нагрузки от веса колонны, спущенной в скважину, и действующие динамические нагрузки – радиальную от передаваемого крутящего момента и осевые от трения ведущей трубы о вкладыши при

подаче колонны труб и от веса стола ротора. Вспомогательная опора стола служит для восприятия радиальных нагрузок от зубчатой передачи и от осевых ударов при бурении или подъеме колонны.

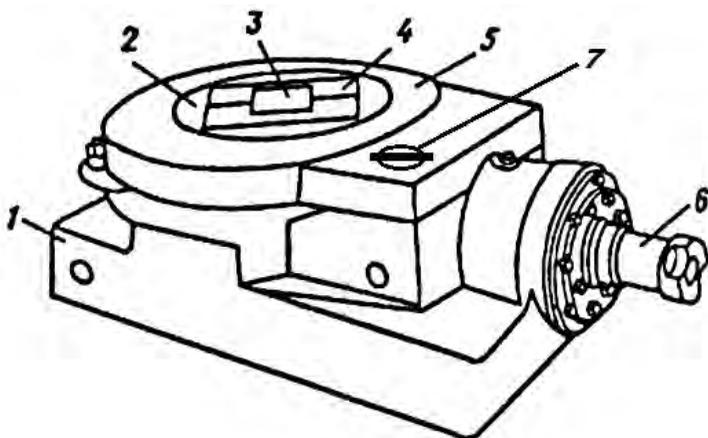


Рис. 2.1. Ротор

Приводной вал установлен в станине на двух роликовых подшипниках. На один конец вала насажена коническая шестерня, на другой – цепное колесо, установленное на консольной части вала, вне станины. Это колесо соединено цепью со звездочкой лебедки.

Разъемные вкладыши 4, состоящие из двух половин, закрывают проходное отверстие ротора. Во вкладыши вставляют клинья для спуско-подъемных операций, а при бурении – квадратные зажимы ведущей трубы.

Диаметр отверстия в столе ротора определяет проходной размер долота и характеризует основные размеры ротора. В настоящее время на буровых установках в Республике Беларусь применяют 2 типа роторов (Р-560, Р-700) отличающихся по диаметру отверстия в столе, воспринимаемой статической нагрузке и статическому крутящему моменту.

Вертлюг является промежуточным звеном между поступательно перемещающимся талевым блоком с крюком, буровым рукавом и вращающейся бурильной колонной, которая при помощи замковой резьбы соединена со стволом вертлюга. Для обеспечения возможности перемещения вертлюга буровой раствор подводится к нему

при помощи гибкого бурового рукава, один конец которого крепится к корпусу вертлюга, а второй – к стояку на высоте, несколько меньшей его длины. На рис. 2.2 показана схема расположения в буровой вертлюга при бурении.

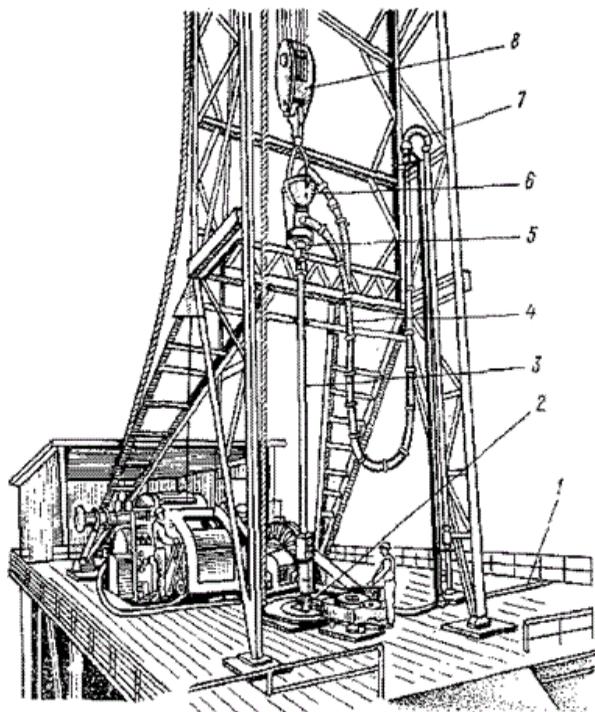


Рис. 2.2. Схема расположения оборудования для вращения бурильной колонны:

- 1 – пол буровой; 2 – ротор; 3 – ведущая труба; 4 – гибкий рукав;
5 – вращатель ведущей трубы; 6 – вертлюг; 7 – стояк; 8 – крюкоблок

Вертлюг обеспечивает возможность свободного вращения бурильной колонны при невращающемся его корпусе. Он висит на крюке, связан с буровым рукавом и представляет собой устройство для нагнетания под большим давлением бурового раствора во вращающуюся бурильную колонну.

Вертлюг (рис. 2.3) состоит из деталей двух групп: невращающихся, связанных с подъемным устройством, и деталей, связанных с колонной бурильных труб, и вращающихся вместе с ней.

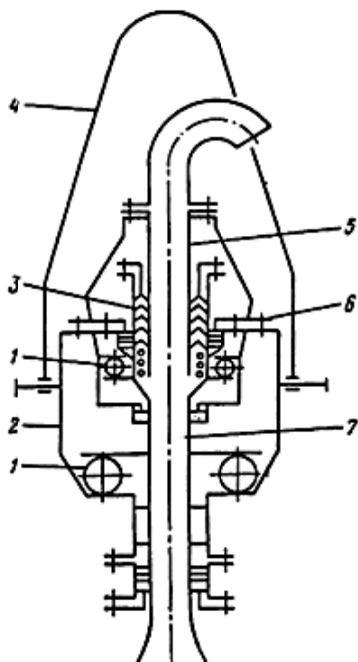


Рис. 2.3. Вертлюг

Невращающиеся детали: корпус вертлюга 2, крышка 6, штроп 4 и отвод 5. Вращающиеся детали: ствол вертлюга 7 и переводник, резьба которого защищена колпачком.

Корпус вертлюга представляет собой стальную полую отливку с кронштейнами, в которых выполнена горизонтальная расточка, частично затрагивающая вертлюг со штропом 4. Кронштейн корпуса вертлюга фиксирует штроп в положении, удобном для соединения его с подъемным устройством, когда вертлюг с ведущей трубой (квадратной штангой) установлен в шурф.

Внутри корпус вертлюга имеет кольцевую площадку, на которую устанавливается основной упорный роликовый подшипник 1, воспринимающий через ствол вертлюга 7 нагрузку от буровой колонны.

Сверху корпус вертлюга закрывается крышкой 6, в которой смонтирован подшипник 1, центрирующий ствол вертлюга, а в верхней части – манжетное уплотнение, предохраняющее внутреннюю полость корпуса от попадания раствора и загрязнения.

С помощью стакана, крепящегося к фланцу ствола, образована масляная ванна для смазки верхнего центрирующего и упорного подшипников. Между отводом 5 и крышкой 6 зажата резьбовая втулка, к которой крепится верхняя гайка быстросъемного уплотнения. Нижняя гайка быстросъемного уплотнения присоединена к резьбовой части ствола вертлюга. В верхней части крышки корпуса вертлюга установлен отвод 5, к которому прикреплен бронированный шланг для подвода жидкости в вертлюг.

Бурильная колонна – связующее звено между буровым оборудованием, расположенным на поверхности, и породоразрушающим инструментом. Она предназначена для передачи вращения долота 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.

Также бурильная колонна служит каналом для подъема кернового материала или керноприемных устройств (при колонковом бурении). 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.

Бурильная колонна (рис. 2.4) состоит из ведущей трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 13. Верхняя часть бурильной колонны, представленная ведущей трубой 4, присоединяется к вертлюгу 1 при помощи верхнего переводника вертлюга 3 ведущей трубы и переводника вертлюга 2. Ведущая труба присоединяется к первой бурильной трубе 8 с помощью нижнего переводника 5 ведущей трубы, предохранительного переводника 6 и муфты бурильной 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 помо-

щью переводника 14 присоединяется к долоту (при роторном бурении) или забойному двигателю с долотом (при турбинном бурении).

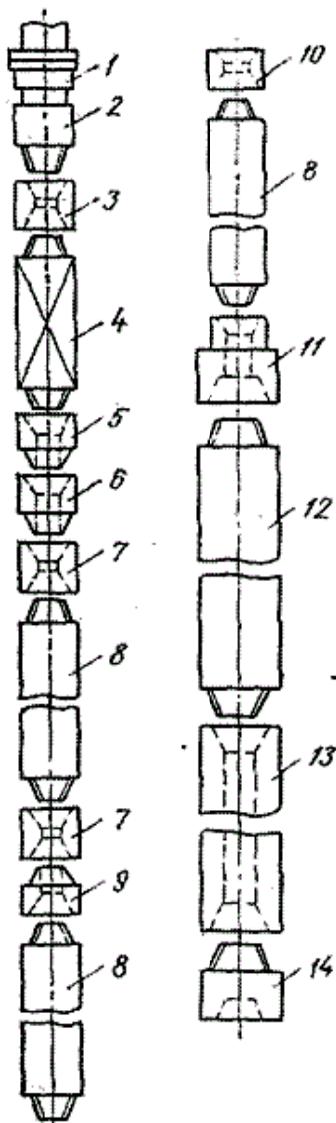


Рис. 2.4. Бурильная колонна

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.

Ведущая труба обычно имеет в сечении квадратную форму с концентрически расположенным круглым отверстием для прохода раствора, выполняется в сборной конструкции. Обычно имеет длину 14 метров.

Бурильные трубы (рис. 2.5) выпускаются следующих конструкций: с высаженными внутрь концами; с высаженными наружу концами и с приварными соединительными концами. Выпускают бурильные трубы следующих диаметров: 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140, 168 мм с толщиной стенки 7–11 мм.

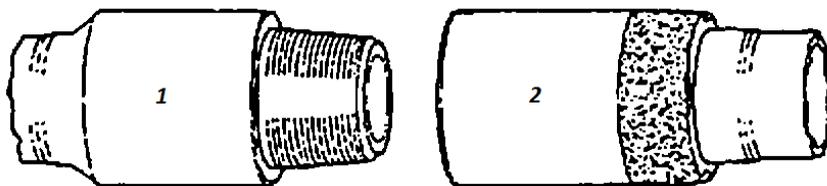


Рис. 2.5. Бурильные трубы и муфты к ним:
1 – нипель бурильного замка; 2 – муфта бурильного замка

Утяжеленные бурильные трубы устанавливаются над долотом в целях увеличения жесткости нижней части бурильной колонны. Применение УБТ позволяет создавать нагрузку на забой коротким комплектом соединенных между собой толстостенных труб, что улучшает условия работы бурильной колонны. Изготавливаются УБТ двух типов: гладкие по всей длине и с конусной проточкой для лучшего их захвата клиньями. Выпускают УБТ следующих диаметров: 95, 108, 146, 178, 203, 219, 229, 254 мм. Толщина стенки достигает до 150 мм.

Переводники (рис. 2.6) служат для соединения элементов бурильной колонны, имеющих различные типы и размеры резьб.

Так же над долотом могут устанавливаться **центраторы** (рис. 2.7), их используют для центрирования низа бурильной колонны в стволе скважины и предупреждения самопроизвольного его искривления.



Рис. 2.6. Переводники

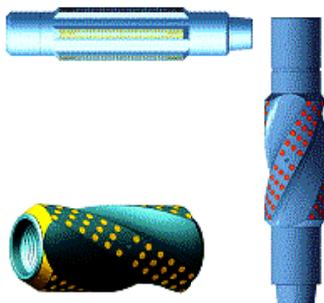


Рис. 2.7. Центраторы

Насосно-циркуляционная система. На рис. 2.8 показана схема циркуляции бурового раствора. При бурении раствор в большинстве случаев циркулирует по замкнутому кругу.

Буровые насосы *1* (подпорный насос *14*) забирают раствор из емкости *13* и по напорной линии через стояк *2*, гибкий рукав *3* и вертлюг *4* подают его в бурильную колонну. При этом часть давления p_d расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений в наземной линии. Далее буровой раствор проходит по ведущей трубе *5* и бурильным трубам *7*, по УБТ *9* к долоту *10*. На этом пути

давление раствора снижается вследствие затрат энергии на преодоление гидравлических сопротивлений ρ_T , $\rho_{УБТ}$, $\rho_{ЗД}$.

Затем буровой раствор за счет разности динамического напора внутри бурильной колонны ρ_d и на забое скважины ρ_z с большой скоростью выходит из насадок долота и очищает забой и долото от выбуренной породы.

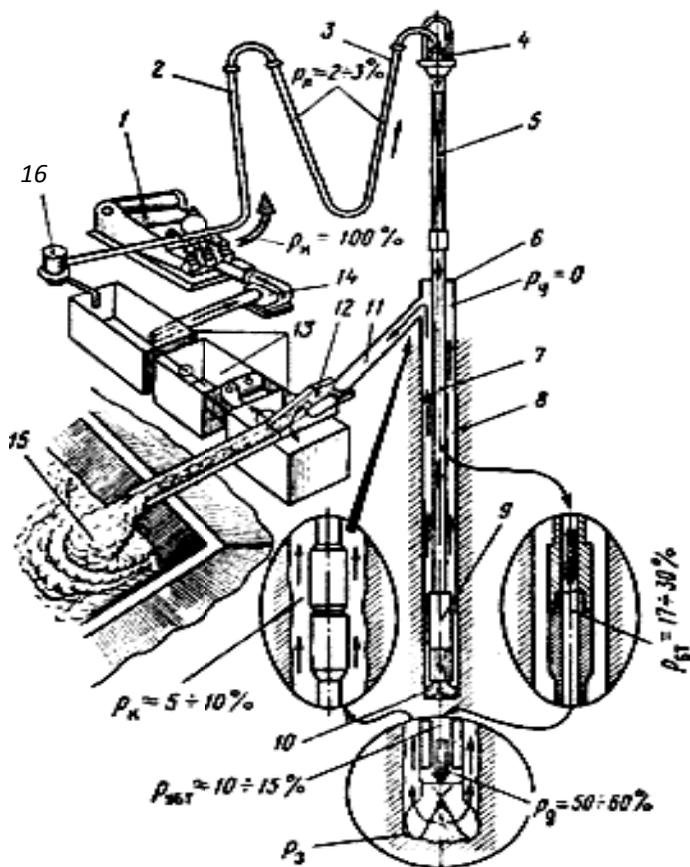


Рис. 2.8. Схема циркуляции бурового раствора

Оставшаяся часть энергии раствора затрачивается на подъем породы и преодоление сопротивления в кольцевом затрубном пространстве ρ_k .

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

Нагнетательная линия состоит из трубопровода высокого давления, по которому раствор подается от насосов к стояку и гибкому рукаву, соединяющему стояк с вертлюгом. Напорная линия оборудуется задвижками и контрольно-измерительной аппаратурой. Для работы в районах с холодным климатом предусматривается система обогрева трубопроводов.

Сливная система оборудуется устройствами для очистки и приготовления бурового раствора, резервуарами, всасывающей линией, фильтрами, нагнетательными центробежными насосами, задвижками и емкостями для хранения раствора.

Функциями насосно-циркуляционной системы буровой установки являются:

- 1) нагнетание бурового раствора в бурильную колонну для создания непрерывной циркуляции в скважине в процессе бурения;
- 2) подача в бурильную колонну необходимого количества бурового раствора для очистки забоя от выбуренной породы и создания требуемой скорости подъема раствора в затрубном пространстве для обеспечения выноса породы на поверхность;
- 3) подвод необходимой гидравлической мощности к долоту для обеспечения высокой скорости истечения раствора из его сопел с целью эффективной очистки забоя от выбуренной породы;
- 4) подвод энергии к гидравлическому забойному двигателю;
- 5) очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа;
- 6) поддержание постоянных параметров бурового раствора, закачиваемого в скважину;
- 7) приготовление нового бурового раствора.

Буровой насос предназначен для подачи промывочной жидкости в скважину под давлением.

В настоящее время применяют буровые насосы двух видов: трехцилиндровые одностороннего действия и двухцилиндровые двустороннего действия.

Насосы состоят из двух основных частей: гидравлической и трансмиссионной. Конструктивно буровые насосы выполняются

довольно разнообразно, но отдельные элементы насосов выполняются однотипно. Особенно это относится к трансмиссионной части. Гидравлические части различаются числом цилиндров и клапанов и их расположением.

Рассмотрим конструкцию двухцилиндрового двустороннего действия насоса УНБ-600 (рис. 2.9), который более распространен на территории Республики Беларусь, и нашел широкое применение в РУП ПО «Белоруснефть».

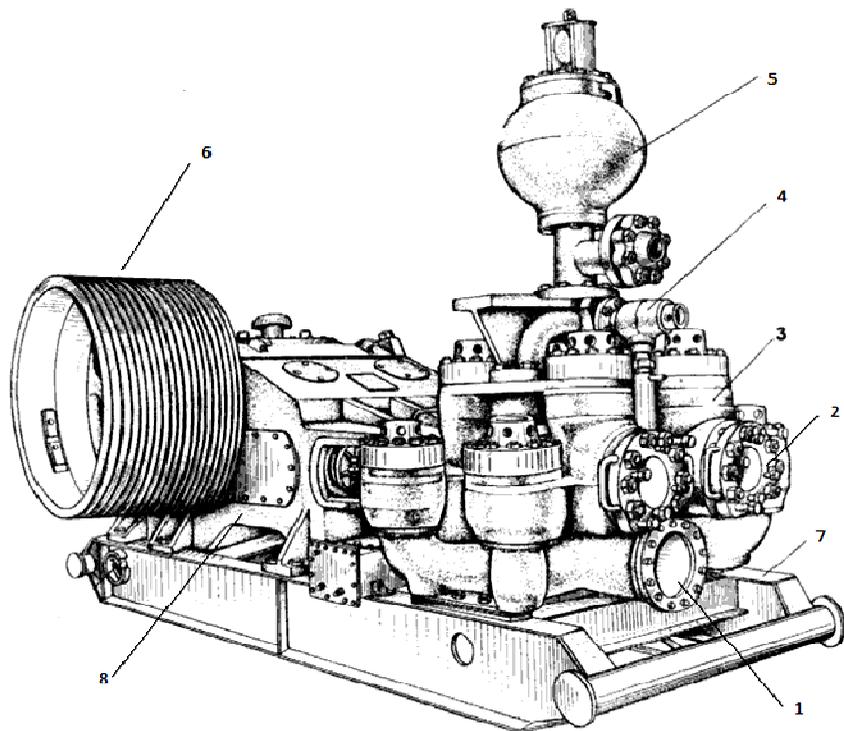


Рис. 2.9. Буровой насос УНБ-600

Гидравлическая часть насоса состоит из всасывающего коллектора 1, и всасывающего блока 2, гидравлической коробки 3, в которой размещены два цилиндра с поршнями, втулками и клапанами, сбрасывающей линии, предохранительного клапана, нагнетательного коллектора 4 с пневмокомпенсатором высокого давления 5. Ком-

пенсатор высокого давления предназначен для уменьшения колебания давления вызываемого неравномерностью подачи перекачиваемой жидкости. Он состоит из корпуса в который установлена резиновая диафрагма с металлическим сердечником с закрепленным на нем стабилизатором.

Вращение трансмиссионного вала 6 от двигателя передается клиноременной или цепной передачей. Гидравлическая коробка 3, прикреплена к станине 8 при помощи болтов. Насос смонтирован на раме-салазках 7.

Каждый цилиндр имеет две камеры. При ходе поршня вправо раствор из всасывающего коллектора поступает в переднюю камеру и наполняет ее, а из задней камеры при этом раствор через нагнетательный клапан выталкивается в нагнетательный коллектор с пневмокомпенсатором. При ходе поршня влево раствор выталкивается в нагнетательную линию из передней камеры, а задняя заполняется.

Оборудование для очистки (блок очистки, дегазатор) и приготовления бурового раствора. Буровой раствор циркулирует по замкнутой системе, т.е. раствор, закачиваемый в скважину, выходит из нее и снова должен закачиваться в скважину. Но параметры выходящего из скважины раствора совсем не те, которые были при закачке. В нем содержится выбуренная порода в виде отдельных частиц, а также часть породы, например глина, может диспергироваться в растворе. Кроме того, в раствор могут попасть минерализованные подземные воды и газ, а также могут воздействовать повышенная температура и давление, которые изменяют его физические свойства. В ряде случаев часть раствора поглощается пластами и при бурении приходится периодически добавлять свежий раствор.

Поэтому циркуляционная система буровой установки оборудована устройствами для отчистки выходящего раствора от газа, выбуренной породы, песка и ила, а очищенный раствор надо восстанавливать, т.е. довести до требуемых вязкости, плотности, водоотдачи и других параметров, которыми он обладал до закачки в скважину.

Для очистки буровых растворов от выбуренной породы применяют устройства двух типов:

- 1) устройства для механической очистки с помощью сит, в которых размер удаляемых частиц зависит от величины ячеек сита;
- 2) устройства, в которых разделение твердых частиц и жидкости осуществляется за счет центробежных сил.

Существует всего 5 ступеней отчистки: отстойник, вибросита, ПГ (пескоотделитель гидроциклонный), ИГ (илоотделитель гидроциклонный) и центрифуга. В настоящее время в РУП ПО «Белоруснефть» применяется очистной комплекс американской фирмы «DERRICK», который далее рассмотрен.

Отстойник – сосуд для осаждения из жидкости твердых частиц под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока или полном прекращении его движения. Отстойники применяются для сбора шлама и буровой мути при бурении скважин.

Вибросита фирмы «DERRICK» (рис. 2.10) состоит из рамы, поддона, разделителя потока, узла плавающей подвески и вибративного узла.



Рис. 2.10. 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).

Пескоотделитель фирмы «DERRICK» (рис. 2.11) является ключевой частью оборудования в любой системе по контролю содержания твердой фазы (частиц песка в буровом растворе). При скоро-

стном бурении скважин пескоотделитель эффективно справляется с высокими расходами жидкости и удаляет большие количества выбуренной породы (бурового шлама) из не утяжеленных буровых растворов. 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.



Рис. 2.11. Пескоотделитель фирмы «DERRICK»

Пескоотделитель состоит из батареи гидроциклонов большого диаметра, специально сконструированных для удаления песка API (песок с частицами больше, чем 74 микрон) из буровых растворов. Входной коллектор обычно питается от центробежного насоса, расположенного вниз по потоку от вибрационного сита. 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 количе-

ство остаточного бурового раствора. «Верхний поток» состоит из бурового раствора и мелкой выбуренной породы (бурового шлама), входящих из верхней части гидроциклонов.

Гидроциклоны представляют собой коническую оболочку с небольшим отверстием в нижней части (дне) для выпуска нижнего потока, большим отверстием для выпуска верхнего потока, а также тангенциально расположенного впускного патрубка. Процесс разделения в гидроциклоне основан на увеличении скорости осаждения твердых частиц, взвешенных в жидкости, благодаря воздействию центробежной силы на суспензию. Давление, создаваемое насосом на входе коллектора, посредством спиральной траектории потока преобразуется внутри конуса в центробежную силу. Когда буровой раствор входит в коническую оболочку через тангенциально расположенный впускной патрубок, воздействующая на поток центробежная сила приводит к тому, что более грубые (большого размера) частицы оседают вниз по направлению к отверстию для выпуска твердых частиц.

Применение пескоотделителей на промыслах позволяет уменьшить затраты на химическую обработку и буровой раствор; увеличить срок службы буровых долот и скорость проходки скважин; уменьшить время простоя из-за износа буровых насосов; уменьшить прихват под действием перепада давлений, а также устранить другие проблемы, связанные с эксплуатацией скважины. Способствует увеличению срока службы фильтров для расположенных вниз по потоку устройств, для очистки бурового раствора.

Илоотделитель фирмы «DERRICK» (рис. 2.12) 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 не утяжеленных буровых растворов.

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

ми на каждом конусе. Каждый конус имеет производительность 3,15 л/с при напоре 22,5 м.



Рис. 2.12. Круговой илоотделитель фирмы «DERRICK»

Центрифуга фирмы «DERRICK» (рис. 2.13) 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. 2.14.

Дегазатор (рис. 2.15) бурового раствора предназначен для дегазации буровых растворов в процессе ликвидации нефтегазопроявлений при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, в пластовом флюиде которых не содержится сероводород и другие токсичные компоненты.



Рис. 2.13. Центрифуга фирмы «DERRICK»

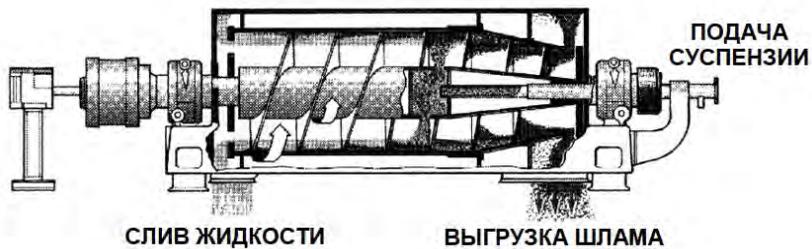


Рис. 2.14. Принцип действия центрифуги



Рис. 2.15. Дегазатор бурового раствора Каскад-40-03

Принцип действия дегазатора основан на извлечении газов, содержащихся в пробе, за счет нарушения термодинамического равновесия при создании вакуума и термостатированного нагрева шлама или бурового раствора до установленной температуры.

2.2. Турбинное бурение

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

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

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

Турбобур (рис. 2.16) состоит из двух групп деталей: вращающихся и не вращающихся. Не вращающуюся группу деталей составляют переводник, при помощи которого турбобур соединяется с бурильной колонной, цилиндрический корпус 2 с кольцами пяты, дисками статора 4, средней опорой и ниппелем.

К вращающейся группе деталей относится вал 1 с насаженными на нем дисками роторов 3 и пяты, закрепленными на валу при помощи шпонки, гайки и контргайки. Нижняя часть вала имеет отверстие

внутри и боковые каналы для протока раствора к долоту и снабжено резьбой, которой через переводник присоединяется долото.

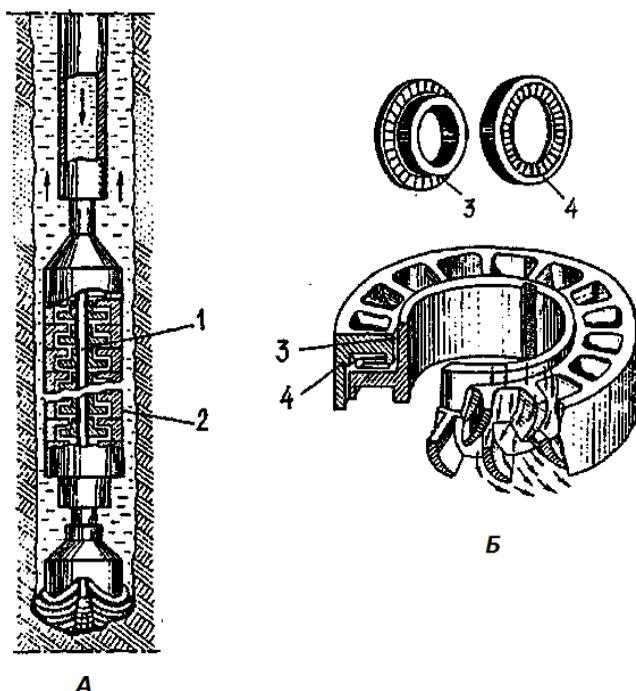


Рис. 2.16. Турбобур

Турбина состоит из большого числа ступеней (100–350). Каждая ступень (рис. 2.16, Б) представляет собой два диска с лопатками: один диск – ротор – укреплен на валу турбобура, второй – статор. Лопатки статора и ротора расположены под углом друг к другу, вследствие чего поток жидкости, поступающий под углом из каналов статора на лопатки ротора, меняет свое направление и производит силовое воздействие на них. В результате этого создаются силы, стремящиеся повернуть закрепленный на валу ротор в одну сторону, а закрепленный в корпусе диск статора – в другую сторону. Далее поток раствора из каналов ротора вновь поступает на лопатки статора ниже расположенной ступени, где вновь происходит изменение направления потока жидкости и подача его на лопатки ротора

этой ступени. На роторе второй ступени также возникают силы, создающие активный крутящий момент, и т.д.

Жидкость, поступающая в турбобур, проходит все его ступени и подводится к долоту. Активный крутящий момент, создаваемый каждым ротором, суммируется на валу, а реактивный момент, создаваемый на лопатках дисков статора, суммируется на корпусе турбобура. Эти оба момента – активный и реактивный – равны по величине и противоположны по направлению. Реактивный момент через корпус турбобура передается соединенной с ним бурильной колонне, а активный – долоту.

Турбинный способ применяется в основном в наклонно-направленном бурении, вследствие чего применяется почти во всех скважинах, так как в Беларуси существуют проблемы с отводом земли под строительство буровых скважин.

2.3. Регулятор подачи долота (РПДЭ)

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

Наиболее простое решение этого вопроса – подача долота ручным способом путем растормаживания тормозным рычагом ленточного тормоза буровой лебедки. Равномерность работы такой системы подачи долота всецело зависит от искусства бурильщика.

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

В настоящее время буровые установки оборудуются регуляторами подачи долота с электроприводом (РПДЭ) (рис. 2.17).



Рис. 2.17. Регулятор подачи долота (РПДЭ)

Эти регуляторы подачи состоят из трех основных частей: измерительной – измеряющей нагрузку на крюке, усиливающей измеряемые параметры и силовой – исполняющей команду.

В РПДЭ входят следующие узлы:

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

2.4. Породоразрушающий инструмент

Долото – буровой инструмент для механического разрушения горных пород на забое скважины в процессе ее проходки.

По характеру воздействия на породу долота можно классифицировать на 3 основных группы:

- 1) долота режуще-скалывающего действия;
- 2) долота дробяще-скалывающего действия;
- 3) долота режуще-истирающего действия.

Долота режуще-скалывающие – лопастные долота (рис. 2.18), предназначенные для рабуривания вязких и пластичных пород небольшой твердости (вязких глин, малопрочных глинистых сланцев и др.) и малой абразивности.

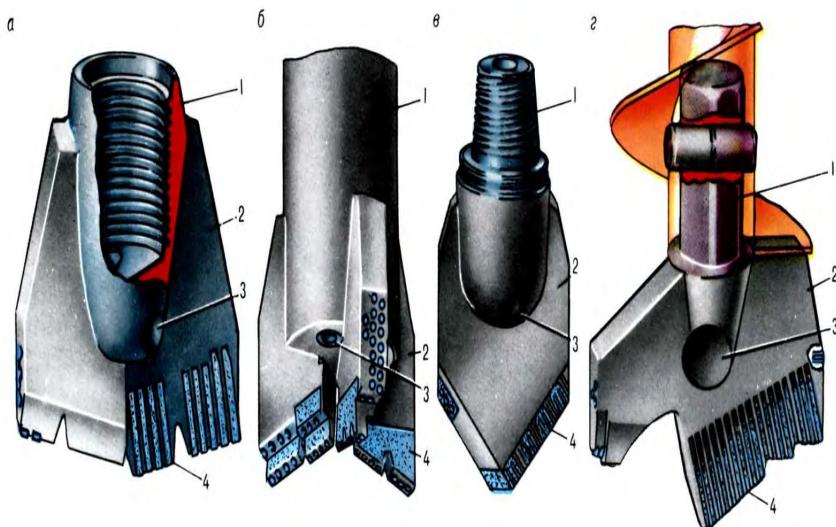


Рис. 2.18. Лопастные долота:

а – двухлопастное; *б* – трехлопастное; *в* – пикообразное; *г* – шнековое;
1 – корпус; *2* – лопасть долота; *3* – промывочные каналы; *4* – армировка долот

Долота дробяще-скалывающего действия – шарошечные долота (рис. 2.19), предназначенные для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких.

Основными конструктивными особенностями долота шарошечного каждого типоразмера являются конструкция шарошек, схема опор, промывочные устройства, наплавка зубьев твердым сплавом и оснащение шарошек твердосплавными зубками. Тип долота шарошечного определяется расположением шарошек и оснащением их

зубьями. Шарошки могут быть трех-, двух- и одноконусными. Долота с двух- и трехконусными шарошками выполняются самоочищающимися, т.е. зубчатые венцы одной шарошки входят в проточки между зубчатыми венцами других шарошек, благодаря чему происходит более эффективное самоочищение шарошек от выбуренной породы. Это положительно сказывается на показателях работы долота. Такие шарошки имеют больший объем по сравнению с одноконусными, что позволяет разместить в них более мощную опору. Долота шарошечные выпускают в основном с многоконусными шарошками. Вершины конусов удалены за ось долота, что позволяет увеличить размеры опор шарошек.

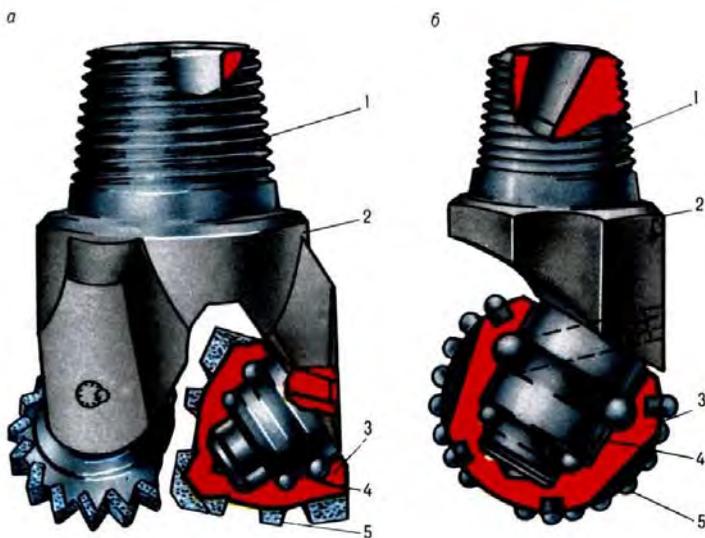


Рис. 2.19. Шарошечные долота:

а – трехшарошечное; *б* – одношарошечное;

1 – наружная конусная присоединительная резьба (нипель); *2* – секция (лапа) долота; *3* – шарошки; *4* – опора долота; *5* – зубья шарошек

Долота режуще-истирающего действия – долота с алмазными и твердосплавными породоразрушающими вставками (рис. 2.20). Предназначены они для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже малоабразивными твердыми.



Рис. 2.20. Долота с алмазными и твердосплавными породоразрушающими вставками

- По назначению буровые долота подразделяются бывают:
- долота, разрушающие горную породу сплошным забоем;
 - долота, разрушающие горную породу кольцевым забоем (колонковые бурголовки);
 - долота специального назначения.

3. КРЕПЛЕНИЕ (ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ) СКВАЖИН

3.1. Назначение операции

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

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

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

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

Назначение и функции, выполняемые цементным камнем, многообразны:

- 1) разобщение пластов, их изоляции, т.е. образование в стволе;
- 2) безусловного тампона, внутреннюю часть которого составляет колонна обсадных труб. Важным условием является равномер-

ная толщина цементного камня со всех сторон. Размеры кольцевого зазора (т.е. толщина цементного кольца) не определяют качества разобращения пластов, однако влияют на формирование цементного камня или предопределяют его отсутствие;

3) 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.;

4) защита обсадной колонны от действия коррозионной среды;

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

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

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

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

2) совместимость и взаимосвязь свойств буровых и тампонажных растворов;

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

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

5) качество и количество буферной жидкости;

6) режим расхаживания колонны в процессе цементирования;

7) применение скребков;

8) центрирование колонны;

9) использование элементов автоматизации, приспособлений и устройств для повышения качества цементирования.

3.2. Оборудование, участвующее в процессе цементирования

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

Цементировочный агрегат (рис. 3.1) предназначен для приготовления цементного раствора, заправки цементного раствора в обсадную колонну и прокачки цементного раствора, бурового раствора до кольца «Стоп».

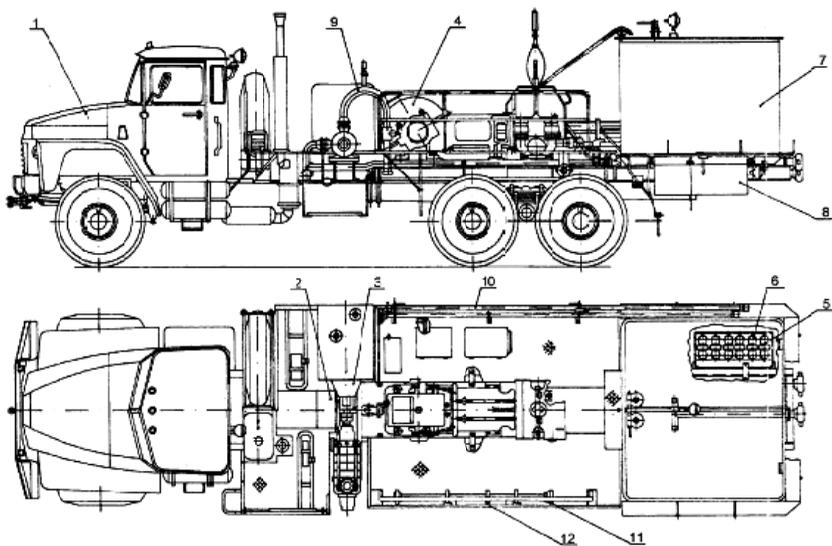


Рис. 3.1. Цементировочный агрегат:

- 1 – шасси автомобиля; 2 – коробка отбора мощности; 3 – блок водоподающий с центробежным насосом; 4 – насос; 5 – колено шарнирное; 6 – колено шарнирное двояное; 7 – бак мерный с донными клапанами; 8 – бачок цементный; 9 – манифольд

Он 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 быстродействующих соединений легко присоединяется к заливочной головке, установленной на устье скважины.

Основной и наиболее ответственной частью агрегата является цементировочный насос, с помощью которого закачивают цементировочный раствор и продавочную жидкость.

Цементосмеситель (рис. 3.2) предназначен для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин.

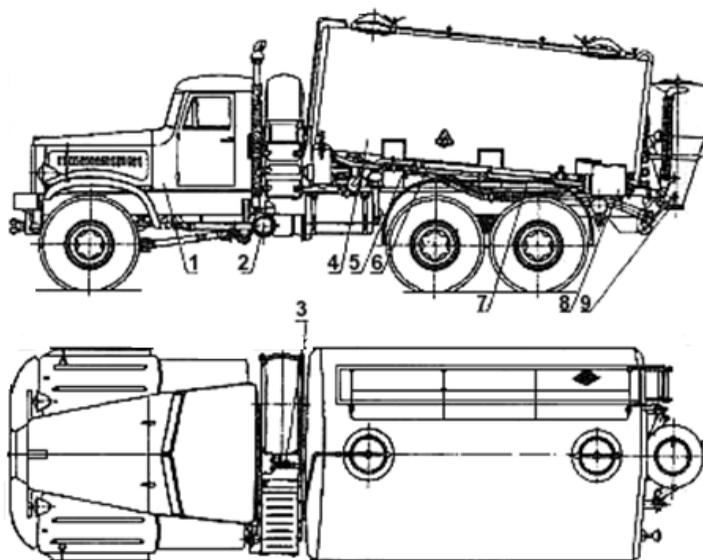


Рис. 3.2. Цементосмесительная установка:
 1 – автошасси; 2 – искрогаситель; 3 – трансмиссия; 4 – цистерна;
 5 – пневмосистема; 6 – манифольд; 7 – брызговик; 8 – пульт управления;
 9 – гидросмесительное устройство

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, которые фиксируют показания количества закачиваемого цементного раствора и количества продавочной жидкости, а также изменение давления в процессе цементирования и окончания цементажа давлением «Стоп». Станция смонтирована на базе автомобиля.

Блок манифольда предназначен для обвязки всех агрегатов и цементировочной головки.

Цементировочная головка (рис. 3.3) предназначена для герметизации устья скважины и присоединения к ней нагнетального трубопровода (блока манифольда) цементировочных агрегатов.

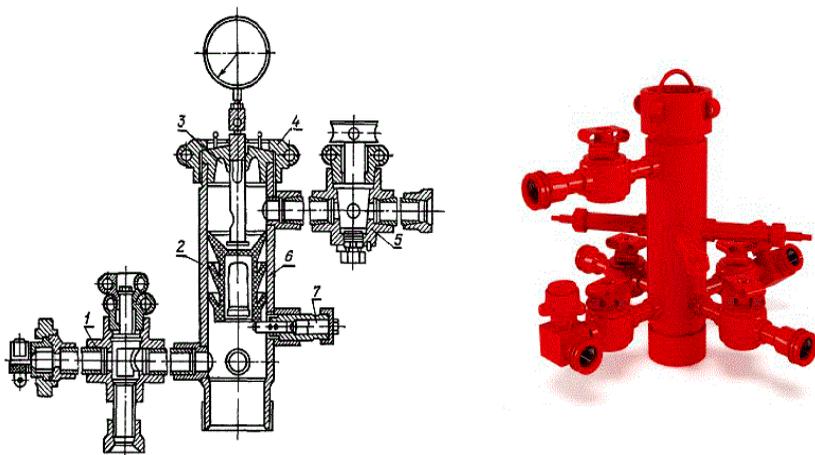


Рис. 3.3. Головка цементировочная универсальная ГЦУ:

1 – обвязка; 2 – корпус; 3 – крышка; 4 – накидная гайка; 5 – пробковый кран;
6 – цементная пробка; 7 – стопорный винт

Все головки состоят из стального корпуса в нижней части с конической резьбой для навинчивания корпуса головки на обсадную колонну соответствующего диаметра. По бокам корпуса имеются патрубки, к которым в процессе работы присоединяются нагнетательные трубопроводы цементировочных агрегатов. Так же на корпусе

установлено два стопора, при помощи которых в верхней части головки удерживается предварительно вставленные пробки для прокачки цемента.

Пробки разделительные продавочные (рис. 3.4) применяют при проведении цементировочных (тампонажных) работ в скважине и предназначены:

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

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



Рис. 3.4. Пробка продавочная

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

Способы цементирования. Различают следующие способы:

- одноступенчатое;
- двухступенчатое;
- манжетное;
- обратное;
- вторичное;

– через заливочные трубы.

На данном тренажере мы будем пользоваться лишь одноступенчатым способом цементирования.

3.3. Последовательность выполнения операции

Цементирование осуществляется следующим образом (рис. 3.5).

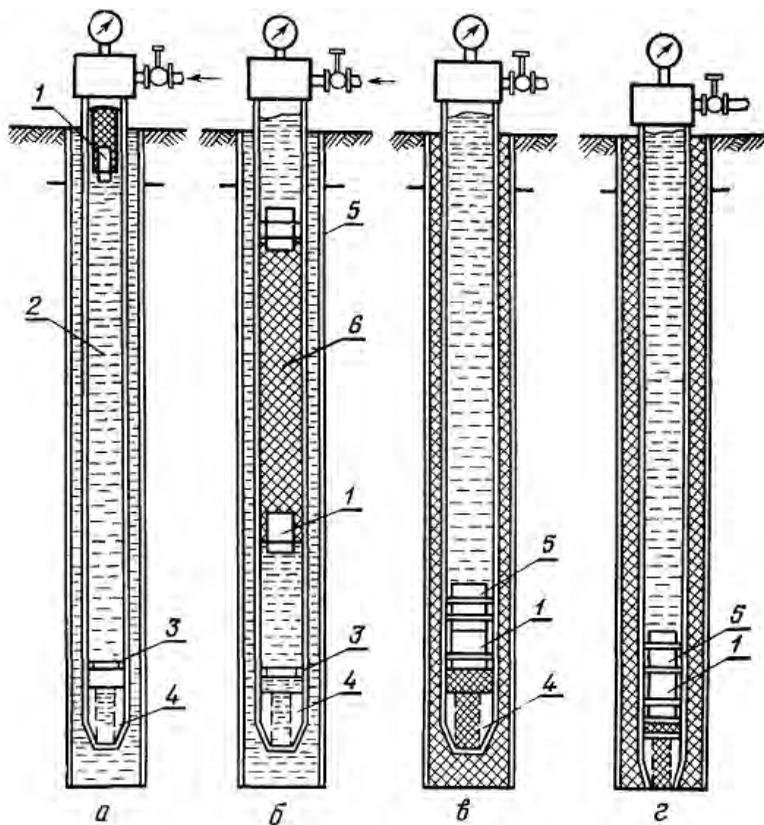


Рис. 3.5. Схема одноступенчатого цементирования:

а – скважина заполнена промывочной жидкостью 2, в колонну введена нижняя пробка 1, начинается закачка цементного раствора в колонну; *б* – после закачки требуемого цементного раствора б 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

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

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

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

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

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

Плотность тампонажного раствора в большинстве случаев больше, чем промывочной жидкости в скважине. Поэтому в процессе закачки цементного раствора, до его выхода в КП, давление в цементировочной головке будет понижаться и может дойти до нуля. Во избежание этого рекомендуется закачку цемента осуществлять с противодавлением на устье.

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

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

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

3.4. Основные сведения о конструкции скважины

Несколько колонн обсадных труб различных диаметров и длины, концентрично спускаемых в скважину, в сочетании с такими величинами, как диаметр и длина участков ствола скважины в толще горных пород, образованными долотами соответствующих размеров, применяемыми для бурения данной скважины на отдельных интервалах ее глубины, образуют конструкцию скважины.

В каждой конструкции следует различать следующие ряды обсадных труб (рис. 3.6): направление, кондуктор, промежуточную колонну и эксплуатационную колонну.

Второй ряд труб называется кондуктором. Роль кондуктора, как и направления, заключается в обеспечении устойчивости стенок скважины в верхнем ее интервале. Кондуктор спускается на глубину на 20 м ниже подошвы меловых отложений. Главная задача перекрыть пресные водоносные горизонты.

Следующий ряд труб называется промежуточной колонной. Промежуточную колонну спускают в скважину для перекрытия надсолевых отложений, если мощность надсолевых отложений 2000 м и более и для установки противовыбросового оборудования (ПВО). Если мощность надсолевых отложений меньше 2000 м, то можно спускать и в соленосные отложения (совмещенное перекрытие). Цемент поднимать до устья. Промежуточных колонн может быть несколько.

Последней колонной, спускаемой в скважину, является эксплуатационная колонна. Эта колонна используется для извлечения нефти,

газа или пластовой воды либо для нагнетания воды в продуктивный горизонт. Эксплуатационная колонна может быть спущена от устья до забоя скважины или частично – на небольшом участке от забоя. В последнем случае она называется хвостовиком, фильтром.

Обсадные трубы выпускают в интервале диаметров 89–508 мм и имеют такие же соединения между собой как и бурильные трубы.

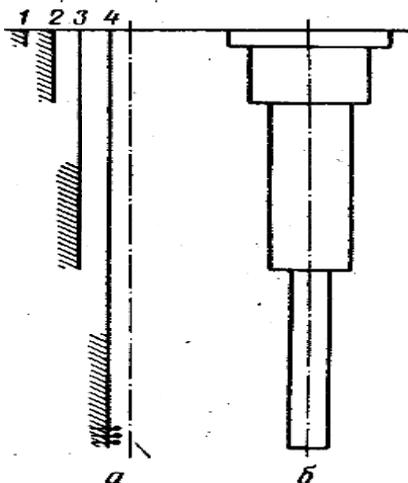


Рис. 3.6. Технический разрез скважины и соответствующий ему ствол скважины:
a – технический разрез; *б* – ствол; 1 – направление; 2 – кондуктор;
3 – промежуточная (техническая) колонна; 4 – эксплуатационная колонна

3.5. Колонные головки

Колонные головки предназначены для герметизации межтрубного пространства обсадных колонн, контроля герметичности кольцевого пространства, установки на них превенторов в период бурения и фонтанной арматуры в период эксплуатации скважины.

В зависимости от глубины и условий бурения скважина обсаживается от одной до пяти обсадных колонн, которые в свою очередь обвязываются колонными головками.

Обвязка устья одноколонной скважины заключается в том, что на кондуктор навинчивается фланец, на котором крепится пьедестал, обвязывающий эксплуатационную колонну. Такие колонные

В нижнем крестовике на резьбе крепят первую обсадную колонну, в нем же устанавливают клиновую подвеску 1, а в ней вторую обсадную колонну. Межтрубное пространство герметизируется сварным швом. Третья обсадная колонна крепится на крестовике 4 при помощи клиновой подвески 5, межтрубное пространство между второй и третьей обсадными колоннами герметизируется манжетой 6 и дополнительно сварным швом 7. Герметизация между фланцами осуществляется кольцом 2. Длина патрубков 3 может быть различной в зависимости от общей высоты колонной головки.

Колонные головки выпускаются по ТУ 26-02-421-72, которые предусматривают различные сочетания колонн:

ООК1-350-146Х219,
ООК1-350-146Х245,
ООК2-350-146Х219Х299,
ООК2-350-146Х219Х324,
ООК2-350-146Х219Х426,
ООК3-350-146Х219Х299Х426,
ООК3-350-146Х219Х324Х426,
ООК3-350-146Х245Х324Х426.

Здесь 350 и 700 – давления в кгс/см²; 146, 219, ..., 426 – диаметры обвязываемых колонн в мм. Корпуса колонных головок отливаются из стали.

Колонные головки уплотняются манжетами, изготовленными из асбестофторкаучука, работоспособность которых обеспечивается при температуре до 150 °С.

4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважин при бурении и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин с целью предупреждения открытых выбросов и фонтанов, а также для воздействия на продуктивный пласт при проявлениях.

С помощью противовыбросового оборудования проводятся: быстрая и надежная герметизация устья скважины при наличии и отсутствии в ней колонны труб, расхаживание и проворачивание колонны труб при герметизированном устье для предотвращения прихвата, циркуляция раствора с созданием противодействия на пласт; закачивание раствора в пласт; срочная разрядка скважины.

Противовыбросовое оборудование устанавливают после спуска кондуктора или промежуточной колонны, при бурении ниже которых ожидается вскрытие газовых, нефтяных и водоносных горизонтов.

Рабочее давление превенторной установки должно быть не менее максимального устьевого давления, ожидаемого в случае выброса и полной замены столба бурового раствора флюидом продуктивного пласта.

4.1. Противовыбросовые превенторы

Противовыбросовые превенторы – устройства, устанавливаемые на колонную головку скважины для обеспечения защиты возможных проявлений скважины, которые могут привести к возникновению высоких давлений в кольцевом пространстве скважины.

Число, размеры и номинальные характеристики превенторов зависят от глубины скважины и ожидаемых пластовых давлений.

Превенторы подразделяют на три типа: универсальный, плащечный и вращающийся.

4.1.1. Универсальные превенторы

Эти превенторы сконструированы так, что они могут герметизировать находящееся в скважине оборудование любого размера и формы, т. е. превенторы могут закрываться вокруг бурильных труб, УБТ, обсадных труб и перекрывать открытую скважину.

Универсальный превентор (рис. 4.1) – это фонтанная задвижка, которая обеспечивает герметическую изоляцию пространства за счет уплотнительного резинового элемента и закрывается первой в случае выброса из скважины.

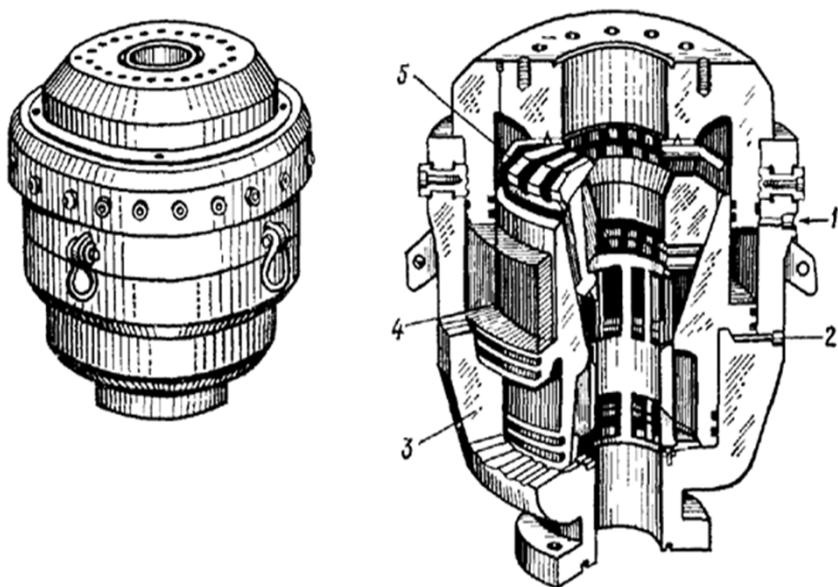


Рис. 4.1. Универсальный превентор

Основные узлы превентора следующие: стальной корпус 3, поршень 4, камеры открытия 1 и закрытия 2, уплотнительный элемент 5, который включает кольцо из армированной синтетической резины, имеющей высокую прочность на разрыв.

Резиновые кольца могут сжиматься и охватывать бурильные трубы, НКТ или обсадные трубы, создавая герметическое уплотнение вокруг трубы и в затрубном пространстве.

Универсальные превенторы могут закрываться только гидравлически: жидкость под давлением подается в рабочий цилиндр через камеру закрытия. Для конструкции, показанной на рис. 4.1, гидравлическое давление поднимает поршень, который сжимает уплотнительный элемент, усиленный вставками и создающий плотный контакт с бурильными трубами. Прилагаемое усилие рассчитано на

сжатие резинового элемента до степени, обеспечивающей герметичное уплотнение.

Уплотнительный элемент может быть освобожден за счет подачи давления жидкости в пространство над поршнем через камеру открытия. Под действием давления жидкости поршень опускается, в результате чего уплотнительные элементы расширяются и занимают первоначальное положение.

Существуют превенторы без рабочего поршня, в которых для сжатия уплотнительных элементов используют давление жидкости.

Обычно гидравлическое давление закрытия универсального превентора составляет 10,33 МПа, которое прилагается при возникновении проявления для создания уплотнения. Затем давление регулируют до значения, необходимого для извлечения бурильной трубы через превентор.

4.1.2. Плашечные превенторы

Плашечные превенторы (рис. 4.2) могут быть снабжены плашками четырех типов: трубными, регулируемыми, глухими и срезающими.

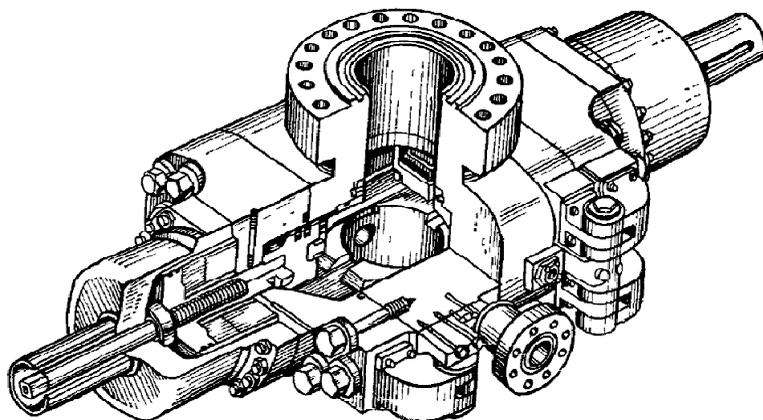


Рис. 4.2. Плашечный превентор

Трубные плашки предназначены для перекрытия пространства вокруг бурильных труб, НКТ и обсадных труб определенного размера.

Уплотнение создается двумя стальными плашками с имеющимися полукруглыми вырезами и резиновыми уплотнениями из двух частей. Полукруглые вырезы могут уплотняться по наружному периметру бурильных труб, НКТ, УБТ, ведущей и обсадной труб в зависимости от размеров выбранных плашек. Трубные плашки устроены таким образом, что перед уплотнением трубы центрируются в скважине.

Трубные плашки закрывают вручную и гидравлически для уплотнения кольцевого пространства ниже их. Трубные плашки с гидравлическим приводом могут закрываться с пульта управления бурильщика, расположенного на полу буровой вышки, или дистанционно со специального пульта. Большинство трубных плашек закрываются при гидравлическом давлении в пределах 3,45–20,67 МПа. Если бурильная колонна состоит из двух различных типоразмеров труб, то применяют два набора трубных плашек: один для труб меньшего диаметра, другой для большего. При спуске обсадной колонны трубные плашки заменяют новыми (если не используют регулируемые плашки), соответствующими наружному диаметру труб. Конструкция плашек предусматривает их быструю смену, позволяет выдерживать давление в стволе скважины и обеспечивает необходимое уплотнение при падении гидравлического давления.

Регулируемые плашки (РП). При проводке скважин плашки превентора необходимо менять при смене диаметра бурильных и обсадных труб. Регулируемые плашки разработаны для закрывания и уплотнения серии типоразмеров труб. Их применение позволяет избежать необходимости разработки превенторов для замены плашек под каждый новый размер труб. Наиболее распространенная конструкция РП – уплотнительные элементы с двутавровой формой вставок, запрессованных в резину. Эти вставки удерживают резину в элементе и вокруг трубы и таким образом предотвращают выдавливание уплотнительных элементов. Регулируемые плашки приводятся в действие так же, как и трубные.

Глухие плашки аналогичны трубным плашкам за исключением уплотняющих элементов: резиновые вставки не имеют вырезов. Они предназначены для перекрытия ствола, когда в нем отсутствуют бурильные и обсадные трубы.

Срезающие плашки представляют собой один из видов глухих плашек, которые могут срезать трубу и перекрыть открытый ствол.

Большинство срезающих плашек требуют давления 20,67 МПа для срезания трубы.

4.1.3. Вращающиеся превенторы

Вращающиеся превенторы (рис. 4.3) предназначены для автоматической герметизации устья бурящейся скважины вокруг любой части бурильной колонны (ведущей и бурильной труб, замка), вращения и расхаживания бурильной колонны, а также спуско-подъемных операций при герметизированном устье. Они применяются при использовании газообразных агентов и пенных систем в качестве продувочных агентов, при вскрытии пластов, содержащих сероводород, а также при бурении на равновесии «скважина–пласт».

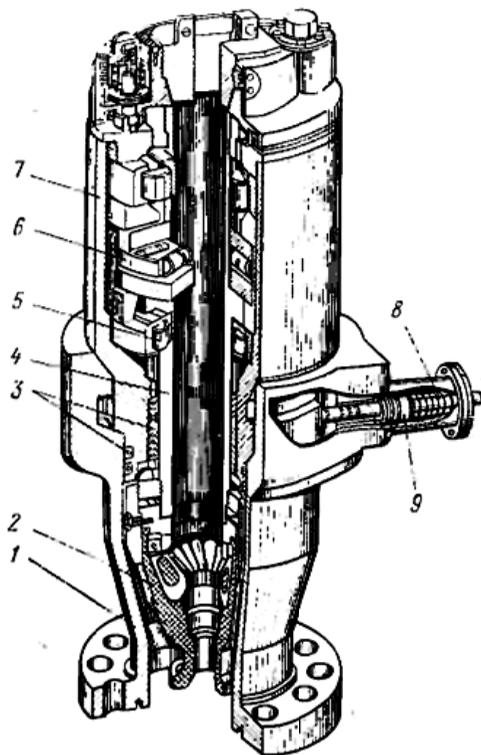


Рис. 4.3. Вращающийся превентор

Вращающийся превентор 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 поршень запорного устройства ручным насосом подают масло, сжимая пружину, отводят шток в крайнее положение и освобождают патрон 7.

Они отличаются простотой устройства, небольшими габаритами и массой. В процессе проведения капитального ремонта обеспечивают герметизацию устья с вращающимся и неподвижным инструментом.

4.2. Система управления превенторами

Противовыбросовый превентор управляется с помощью дистанционного пульта управления, работающего от гидравлического давления в общей системе. Пульт управления закрывает каждый превентор через систему трубопроводов и распределительные клапаны дистанционного управления.

Пульт управления обычно монтируют на салазках и размещают на безопасном расстоянии от буровой вышки.

Основные элементы системы управления следующие: батарея аккумуляторов, нагнетательные насосы, резервуар с жидкостью, манифольд и система трубопроводов для подачи жидкости к соответствующему превентору (рис. 4.4).

Привод насосов осуществляется от генераторов буровой установки или от автономного источника питания. Последний обычно применяют в случае, когда двигатели буровой установки не работают, но необходимо использовать пульт управления превенторов.

Основная функция системы управления – сохранение энергии (в аккумуляторах), которая может быть высвобождена в течение 30 с и менее. Эту энергию используют для закрытия превенторов. Для работы превенторов могут применять буровые воздушные насосы или насос с ручным приводом, но они не обеспечивают быстрое действие и их применяют только для работы нагнетательных насосов аккумуляторов.

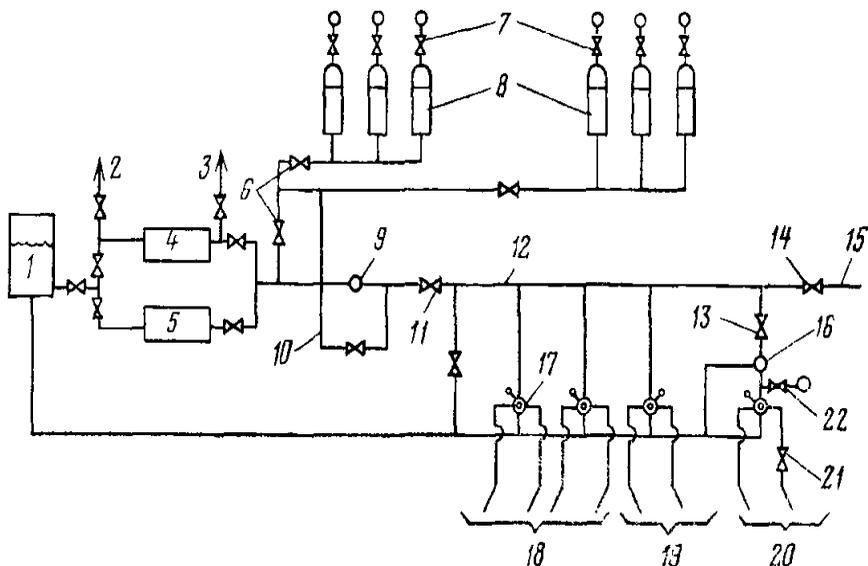


Рис. 4.4. Типовая система управления закрытием преვენтора:

- 1 – резервуар с жидкостью; 2, 3 – линия контроля соответственно давления жидкости и работы преვენтора; 4, 5 – насос; 6, 14 – полнопроходные задвижки; 7, 12, 22 – задвижки и манометры; 8 – батарея аккумуляторов; 9, 10 – регуляторы давления (10,3–31 МПа) и обводной линии соответственно; 11 – обратный клапан или шибберная задвижка; 13 – обратный клапан; 15 – линия соединения для другого насоса; 16 – регулятор давления (0–103,3 МПа); 17 – четырехходовой клапан (не должен иметь обратного клапана и должен находиться постоянно в состоянии готовности); 18 – к плащечным преვენторам; 19 – к клапану линии дросселирования; 20 – к универсальному преვენтору; 21 – конический вентиль (в линии закрытия универсального преვენтора служит для отсечения давления закрытия преვენтора)

Аккумуляторы. Главный элемент системы управления – батарея аккумуляторов. Аккумулятор представляет собой баллон высокого давления, заполненный газом и жидкостью под давлением. Газ отделен от жидкости резиновой диафрагмой (мембраной) или поплавком. В качестве жидкости может быть вода или жидкость с антикоррозионными добавками. Насосы с пневмо- или электроприводом применяют для нагнетания жидкости из резервуара в батарею аккумулятора до тех пор, пока давление в системе не достигнет рабочего.

При поступлении жидкости в аккумуляторы азотный газ сжимается.

Высокое давление газа способствует быстрому выпуску жидкости при опасности выброса, в результате чего достигается эффективное закрытие превентора.

Аккумулятор на выходе снабжен клапаном, который закрывается, когда давление жидкости уменьшается до некоторого предела. Это требуется для сохранения запаса азотного газа под давлением.

Нижний предел давления жидкости составляет $2/3$ общего давления жидкости и определяется как количество жидкости, которое вытекает при уменьшении давления в аккумуляторах от рабочего давления до 8,27 МПа.

Давление 8,27 МПа необходимо для поддержания универсально-го превентора в закрытом состоянии.

Нагнетательные насосы для зарядки аккумуляторов могут быть с пневмо- или электроприводом и обычно имеют привод от двух независимых источников. Воздух под давлением может подаваться компрессором или из резервуара хранения. Для подачи электроэнергии необходим отдельный генератор.

На рис. 4.5 приведены типовые схемы параллельных систем пневмоэлектропривода и электропривода для питания нагнетательных насосов.

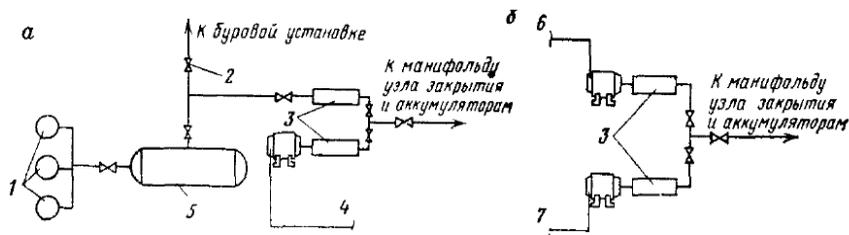


Рис. 4.5. Типовые схемы параллельных систем пневмоэлектропривода (а) и электропривода (б) насосов узла закрытия превентора:

- 1 – воздушные компрессоры; 2 – обратный клапан; 3 – насосы узла закрытия;
- 4 – источник электроснабжения; 5 – воздухосборник; 6 – генератор буровой установки; 7 – независимый генератор

Резервуар для жидкости. В резервуаре содержится жидкость, используемая для зарядки аккумуляторов и при открытии превенторов. Вместимость резервуара должна быть равна двойному объему используемой жидкости системы аккумуляторов.

Растворимое в пресной воде масло обычно применяют с добавлением гликоля (при температуре ниже 0 °С).

Манифольд и трубопровод. Каждый превентор снабжен двумя линиями: открытия, закрытия; трубопроводы изготовлены из бесшовных стальных труб с рабочим давлением до 34,45 МПа.

4.2.1. Манифольд дросселирования

При проявлении (выбросе), поступившая в скважину пластовая жидкость вымывается на поверхность через трубопровод, который соединен с плашечным превентором, называемый линией дросселирования.

Линия дросселирования включает регулируемые штуцеры (дроссели), линию подачи жидкости в резервуар для бурового раствора или на факельную линию.

Штуцерный манифольд размещают на небольшом расстоянии от буровой вышки.

Штуцерный манифольд должен иметь два регулируемых штуцера: один с ручным, а другой с гидравлическим приводом.

Для регулирования потока в штуцере применяют цилиндрическую заслонку или иглу, которые перемещаются в цилиндрическом седле и проходном отверстии штуцера, регулируя диаметр проходного отверстия от полного закрытия до открытия.

Регулируемые штуцеры не всегда способны полностью удерживать давление и некоторые их типы могут быть повреждены. Для этого на линии перед штуцером устанавливают шиберную задвижку.

Регулируемые штуцеры снабжены устройством для определения степени открытия проходного отверстия. Буровые штуцеры имеют грубую калибровку (т. е. 1/8, 1/4, 1/2 и т. п.), которые соответствуют линейному положению заслонки относительно седла, а не площади эффективного потока.

Манифольды снабжены применяемыми при добыче штуцерами, на которых степень открытия указывается с точностью до 1/64 эффективного проходного диаметра седла, т. е. установка на 32/64 указывает, что открытие эквивалентно половине диаметра проходного отверстия штуцера (50,8 мм).

Штуцеры с ручным приводом приводят в действие штурвалом.

Штуцеры с гидравлическим приводом не имеют устройств ручного управления, а должны управляться с пульта, установленного рядом с буровой вышкой. Пульт управления оснащен манометрами для контроля давления в бурильных трубах, в манифольде и положения штуцера. Он оснащен средствами автоматического управления, с помощью которых штуцер открывается и закрывается при достижении выбранного значения давления в манифольде.

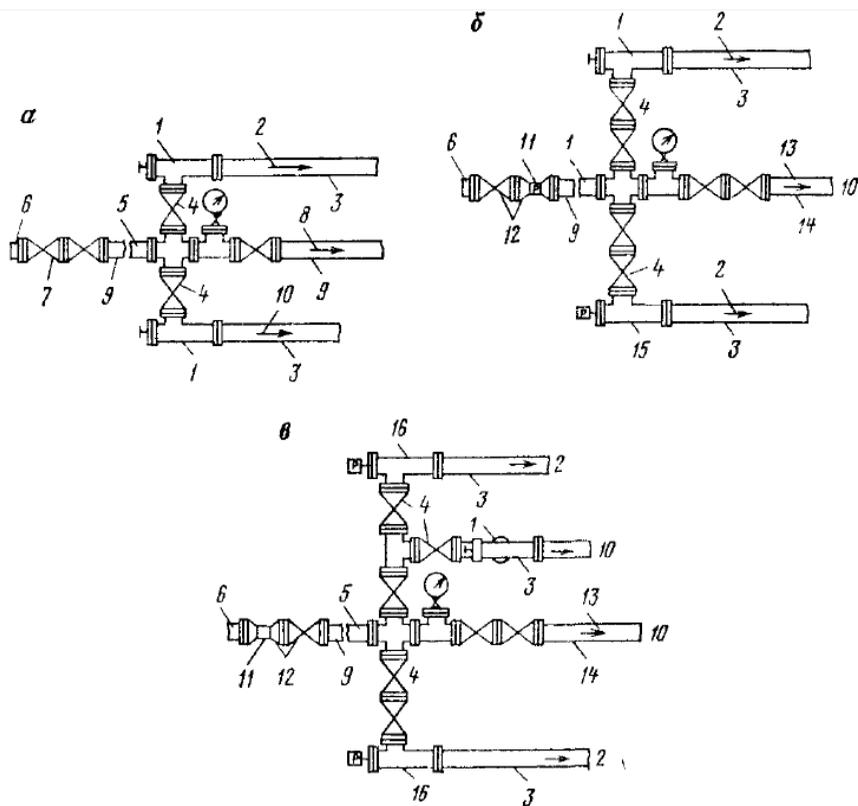


Рис. 4.6. Типовые схемы обвязки штуцерного манифольда на рабочие давления 2М и 3М (а), 5М (б), 10М и 15М (в): 1 – регулируемый штуцер; 2 – к резервуару или газосепаратору; 3, 9, 14 – номинальный диаметр соответственно 50,8; 76,2 и 102 мм; 4 – задвижка диаметром 50,8 мм; 5 – штуцерная линия; 6 – выкидная линия превенторов; 7 – задвижка необязательна для манифольда с рабочим давлением 2М; 8 – сбросовая линия к резервуару; 10 – к резервуару; 11 – задвижка с дистанционным управлением; 12 – последовательность

задвижек произвольная; 13 – сбросовая линия; 15 – задвижка с дистанционным управлением или регулируемый штуцер; 16 – штуцер с дистанционным управлением

Рекомендуется использовать манифольды на следующие значения давлений: 13,78 и 20,67 МПа, 34,95 и 68,9 МПа (рис. 4.6). При давлениях 34,46 МПа и более штуцерная линия снабжена задвижкой с дистанционным управлением, устанавливаемой на выкиде преевентора.

4.2.2. Линия глушения

Если тяжелый буровой раствор не может быть прокачан по бурильным трубам, то используют вспомогательную линию для прокачки раствора вниз в затрубное пространство. Такую линию называют линией глушения. Один конец линии глушения присоединен к боковому отводу ниже плашечного преевентора, который закрыт, а другой – соединен с буровым насосом. Рекомендуется оборудовать линию глушения задвижками для соответствующих ожидаемых давлений (рис. 4.7).

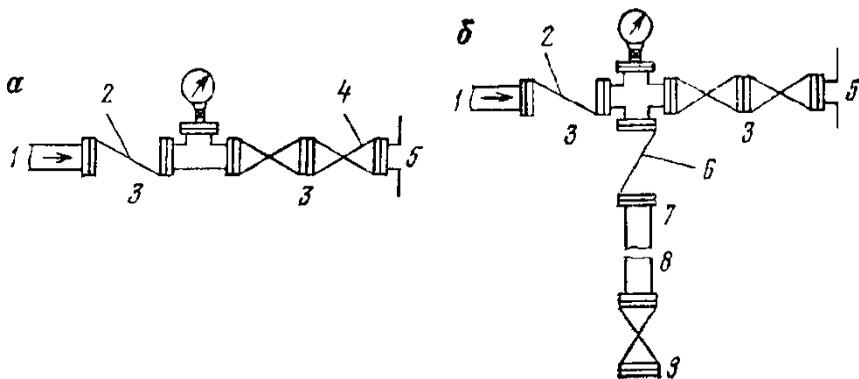


Рис. 4.7. Типовые схемы линии глушения для рабочего давления 2М (резьбовые соединения необязательны) и 3М (а) и 5М, 10М и 15М (б):

- 1 – линия от буровых насосов; 2 – обратный клапан (необязателен);
- 3 – задвижки с номинальным диаметром 50,8 мм; 4 – задвижка необязательна для схемы с рабочим давлением 2М; 5 – выкидная линия преевенторов;
- 6 – обратный клапан; 7 – номинальный диаметр 50,8 мм;
- 8 – линия дистанционного глушения; 9 – соединение с дистанционным насосом

5. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ (КИП)

Рациональная эксплуатация современного бурового оборудования и инструмента требует применения специальных контрольно-измерительных приборов (КИП), позволяющих измерять и поддерживать оптимальные параметры технологического режима бурения, работы различных механизмов, определять физическое состояние отдельных технических средств.

Это позволяет повысить производительность буровых работ и безопасность их ведения, снизить аварийность в процессе сооружения скважин, полнее использовать резервы буровой техники.

5.1. Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2

Индикатор предназначен для измерения усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении, подземном и капитальном ремонте скважин.

Индикаторы выпускаются в пяти модификациях, различающихся типом трансформатора давления и составом блока вторичных приборов.

Принцип действия индикатора (рис. 5.1) 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.

Давление в камере и усилие натяжения каната связаны зависимостью

$$P = \frac{2Q}{F} \cos \alpha,$$

где F – эффективная площадь мембраны;

α – угол преломления каната.

Индикатор (рис. 5.2) состоит из трансформатора давления 3 и блока вторичных приборов 1, соединенных трубопроводом 2.

В зависимости от модификации индикатора блок вторичных приборов, смонтированный на раме 5, включает: указатель 6 с основной и верньерной шкалой, пресс-бачок 7 и манометр самопи-

шущий 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.

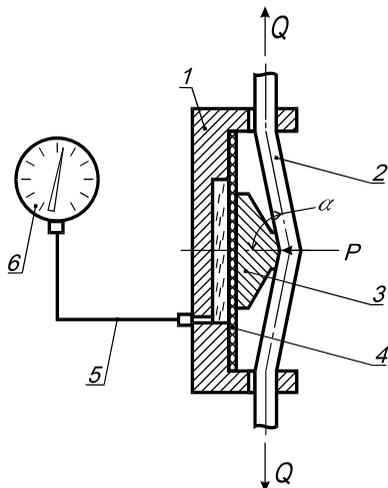


Рис. 5.1. Принцип действия индикатора:

1 – корпус трансформатора; 2 – канат; 3 – поплавок; 4 – мембрана;
5 – трубопровод соединительный; 6 – манометр

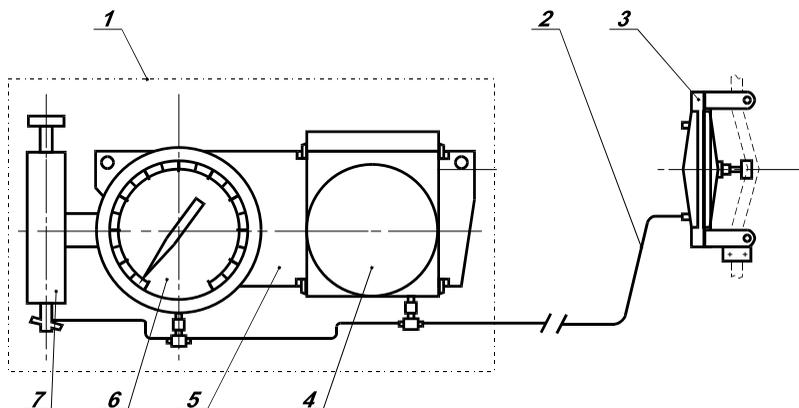


Рис. 5.2. Индикатор веса:

1 – блок вторичного привода; 2 – трубопровод соединительный;
3 – трансформатор давления; 4 – манометр самопишущий; 5 – рама;
6 – указатель; 7 – пресс-бачок

Трансформаторы давления (рис. 5.3) выпускаются двух типов, одинаковых по конструкции и различающихся эффективной площадью мембраны и расстоянием между крайними опорами и, следовательно, размерами составных частей.

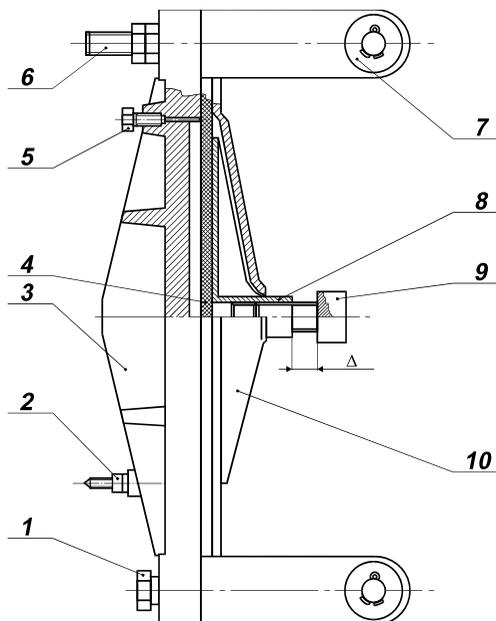


Рис. 5.3. Трансформатор давления:

1 – болт; 2 – штуцер; 3 – корпус; 4 – мембрана; 5 – пробка;
6 – шпилька; 7 – обойма; 8 – поплавок; 9 – упор; 10 – крышка

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 plombой. В дне корпуса расположены два отверстия: одно – для выпуска воздуха, закрывается пробкой 5, в другом установлен штуцер 2, к которому подсоединяется соединительный трубопровод.

Указатели (рис. 5.4–5.5) состоят из корпуса 1 с застекленной крышкой, установленной на корпусе на петле и закрываемой замком. На дне корпуса закреплен манометрический механизм.

Манометрический механизм указателя с основной шкалой (рис. 5.4) состоит из трубчатой манометрической пружины, неподвижный конец которой впаян в держатель 6, а свободной тягой 4, регулируемой по длине, шарнирно соединен с сектором 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.

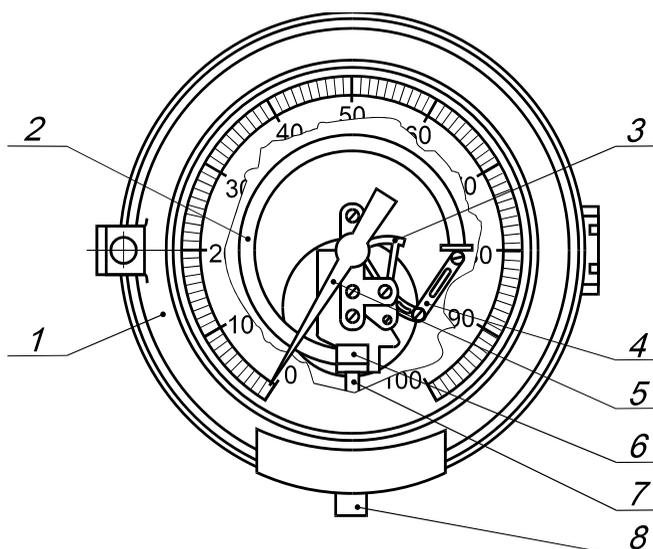


Рис. 5.4. Манометрический механизм указателя с основной шкалой:
 1 – корпус; 2 – манометрическая пружина; 3 – трибо-секторный механизм;
 4 – тяга; 5 – стрелка; 6 – держатель; 7 – трубопровод; 8 – тройник

Манометрический механизм совмещенного указателя с основной и верньерной шкалой (рис. 5.5) 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.

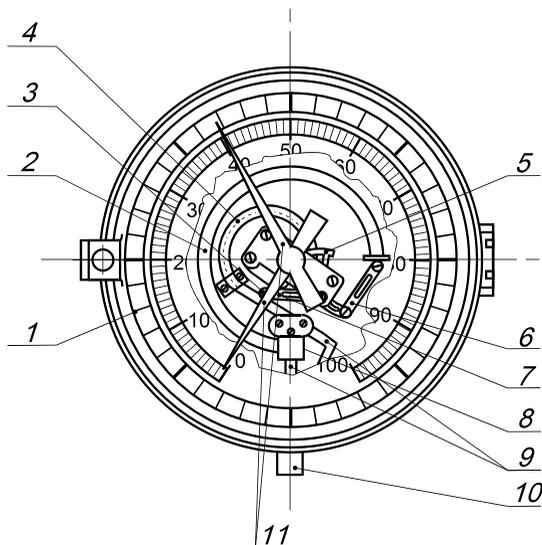


Рис. 5.5. Манометрический механизм совмещенного указателя с основной и верньерной шкалой:

- 1 – корпус; 2 – манометрическая пружина верньерного механизма; 3 – основной трибосекторный механизм; 4 – манометрическая пружина основного механизма;
- 5 – верньерный трибосекторный механизм; 6 – тяги верньерного механизма;
- 7 – тяги основного механизма; 8 – держатель; 9 – трубопровод;
- 10 – тройник; 11 – стрелки

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 – 1800° .

Пресс-бачок (рис. 5.6) 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.

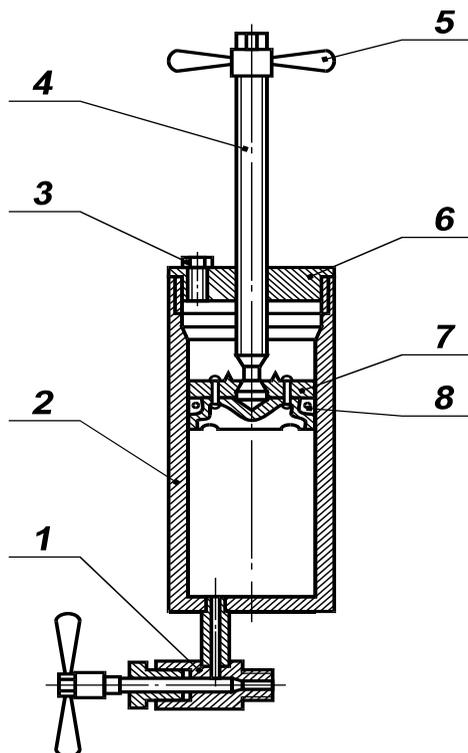


Рис. 5.6. Пресс-бачок:

1 – запорный механизм; 2 – корпус; 3 – пробка; 4 – винт;
5 – вороток; 6 – крышка; 7 – поршень; 8 – кольцо

Заполнение пресс-бачка производится через заливочное отверстие в крышке, закрываемое пробкой 3, при верхнем положении поршня.

Определение веса инструмента и нагрузки на вышку производится по показаниям основной шкалы указателя и манометра самопишущего с учетом оснастки талевого системы.

Нагрузка на долото определяется как разность между весами подвешенного и опертого на забой инструмента.

5.2. Датчики давления и расхода

Устанавливаются на всех линиях подачи технологических жидкостей в скважину и из нее. Имеют разный принцип действия и диапазон измерений в зависимости от конкретных геолого-технических условий и применяемого оборудования.

Датчики давления (манометры) и расхода (расходомеры) являются основным элементом контроля процессов промывки скважины при бурении, цементирования, ликвидации водонефтегазопроявлений.

КРАТКИЙ ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЙ СЛОВАРЬ

А

Авария в скважине – состояние скважины, при котором процесс углубки ее прекращается из-за нарушения нормального хода работы. Авария в скважине возникает вследствие прихватов и обрывов бурового снаряда, нарушения крепления стенок скважины и т.д.

Агрегат буровой – комплект оборудования, включающий буровой станок, промывочный насос и силовые приводы к ним, а также аппаратуру контроля и регулирования процессов бурения.

Агрегат цементировочный – комплекс машин и устройств для приготовления цементного раствора, а также для закачивания его в скважину и продавливания в затрубное пространство.

Б

Бурение вращательное – способ бурения, при котором разрушение горных пород осуществляется путем непрерывного вращения породоразрушающего инструмента с приложением осевой нагрузки.

Бурение разведочное – бурение скважин с целью разведки месторождений полезных ископаемых и при инженерно-геологических изысканиях.

Бурение роторное – вид вращательного способа бурения, при котором вращение бурового снаряда осуществляется с помощью ротора.

Бурение скважин – выполнение комплекса операций, в результате которых в земной коре создается скважина.

Бурение скважин с нагрузкой – процесс бурения, при котором осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент осуществляется суммарным воздействием веса бурового снаряда и дополнительной нагрузки.

Бурение скважин с разгрузкой – процесс бурения, при котором осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент осуществляется частью веса бурового снаряда.

Бурение турбинное – вид вращательного способа бурения, при котором вращение породоразрушающего инструмента (колонкового набора) осуществляется турбобуром.

Бурильная труба утяжеленная – стальная труба со специальными резьбами или резьбовыми соединениями на концах, имеющая увеличенную толщину стенки и большой вес одного погонного метра по сравнению с бурильной трубой.

Буровая установка стационарная – буровая установка, состоящая из блоков, транспортировка которых осуществляется с использованием универсальных транспортных средств.

В

Ванна нефтяная (кислотная, водяная) – закачивание определенного количества нефти (кислоты, воды) в скважину для уменьшения силы трения между горной породой и шламом и прихваченной частью бурового снаряда с целью облегчения его подъема.

Вертлюг-амортизатор – амортизирующее устройство, включаемое между талевым канатом и элеватором, вертлюгом-сальником и др. грузозахватными приспособлениями.

Вертлюг-сальник – устройство для подвешивания колонны бурильных труб, допускающее свободное вращение последней и подачу в нее промывочной жидкости.

Вес объемный – отношение веса породы с естественной влажностью и структурой, со всеми содержащимися в порах жидкостями и газами, к ее объему.

Вес промывочной жидкости удельный – параметр, характеризующий вес единицы объема промывочной жидкости, выражаемый в г/см³.

Вес удельный – отношение веса твердой фазы породы к объему твердой фазы. В литературе, обычно, удельный вес приводится как величина безразмерная, представляющая собой отношение веса твердой фазы породы к весу воды при температуре 4 °С, взятых в одинаковых объемах. При этой температуре вода имеет плотность равную 1,0. Отсюда удельный вес и плотность любой породы численно равны друг другу.

Вибросито – устройство для очистки промывочной жидкости с помощью вибрирующего сита.

Вид бурения – разновидность практического применения различных способов бурения. Различают виды бурения в зависимости от типа вращателя (роторное, турбинное, электробуром), вида породоразрушающего инструмента (твердосплавное, дробовое, алмазное,

шарошечное), расположения привода (бурение поверхностными машинами, бурение забойными машинами), способа удаления разрушенной породы (бурение с промывкой, продувкой и без промывки).

Водонасыщение – способность породы поглощать воду при насыщении под вакуумом, при повышенном давлении или при кипячении. Определяется как отношение разности в массах водонасыщенного и свободно насыщенного образцов породы к массе свободно насыщенного образца.

Водоотдача – способность водонасыщенной породы отдавать воду под действием силы тяжести.

Водоотдача промывочной жидкости – параметр, характеризующий способность промывочной жидкости отфильтровывать дисперсную среду при наличии разности давлений. Измеряется объемом фильтрата, полученного с определенной поверхности фильтра в единицу времени.

Водоотдача удельная – количество воды, отдаваемое единицей объема породы. Определяется как отношение объема свободно вытекающей из породы воды к объему породы.

Водопоглощение – способность сухой породы впитывать воду при выдержании ее в воде при атмосферном давлении в комнатной температуре. Определяется как отношение разности в массах свободно-насыщенного и сухого образцов породы в массе сухого образца.

Вышка буровая – сооружение, устанавливаемое над устьем скважины, предназначенное для восприятия усилий, возникающих при производстве спуско-подъемных операций и позволяющее размещать часть бурового оборудования, инструмента и приспособлений. В геологоразведочном бурении применяются буровые вышки башенного типа и буровые мачты.

Г

Газо-нефте-водопроявление – проникновение из пласта горной породы в скважину газа, нефти или воды при превышении пластового давления над гидравлическим давлением столба промывочной жидкости.

Гидромонитор – приспособление для перемешивания промывочной жидкости в приемных емкостях струей воды с целью удаления пузырьков газа, снижения статического напряжения сдвига, поддержания утяжелителя во взвешенном состоянии и т.д.

Гидроциклон – устройства для очистки промывочной жидкости с использованием центробежной силы струи жидкости, движущейся по касательной к емкости в виде конуса.

Глубина скважины – расстояние между устьем скважины и забоем по вертикали.

Головка отводная – приспособление, устанавливаемое на устье скважины для отвода промывочной жидкости, выходящей из скважины в процессе бурения.

Головка предохранительная – приспособление для предохранения верхнего конца колонны обсадных труб от повреждения при забивании ее в скважину.

Головка цементировочная – герметизирующее устройство, устанавливаемое на устье скважины при закачивании цементного раствора под давлением.

Горизонт водоносный – комплекс более или менее проницаемых пород, содержащих воду и выделяющих ее при вскрытии горизонта.

Д

Дебит скважины – объем жидкости, выдаваемой скважиной в единицу времени при установившемся постоянном динамическом уровне. Выражается в л/с или м³/ч.

Дебит скважины удельный – отношение общего дебита скважины к понижению уровня.

Диаметр скважины – диаметр поперечного сечения скважины.

Длина скважины (протяженность скважины) – расстояние между устьем и забоем скважины по ее оси.

Добавка к раствору цементному или промывочному – естественное или искусственное вещество, применяемое для изменения свойств цементного или глинистого раствора.

Дроссель – устройство для регулирования давления масла в гидросистеме бурового станка путем изменения сечения проходного отверстия.

Е

Емкость приемная – часть очистной системы, представляющая собой емкость для отстоя промывочной жидкости.

Емкость доливная – это емкость для долива скважины при проведении подъема инструмента, когда необходимо поддерживать уровень раствора на устье. Предназначена для быстрого заполнения скважины и точного определения долитого объема раствора.

Ж

Жидкость промывочная – вода или глинистый раствор различного состава, применяемые для промывки скважины.

З

Забой скважины – поверхность донной части скважины, образующая в результате воздействия породоразрушающего инструмента на горную породу.

Забуривание скважины – комплекс операций, выполняемый в начальный период бурения скважины. При забуривании скважины особое внимание уделяется строгому соблюдению заданного направления скважины в верхней малоустойчивой зоне коры выветривания.

Затяжка бурового снаряда – прихват бурового снаряда при подъеме его из скважины, когда вес «на крюке» превышает вес буровой колонны, возникающий при сужении ствола скважины, образовании желобов и др.

И

Измерение диаметра скважины (кавернометрия) – специальная операция, проводимая с целью измерения диаметра скважины и контроля за его изменением при бурении.

Ископаемое полезное – природные минеральные вещества, представляющие интерес для их промышленного использования.

Искривление скважины – изменение зенитного угла или азимута, либо одновременно зенитного угла и азимута скважины в процессе бурения. В результате изменения зенитных углов скважины происходит ее зенитное искривление, в результате изменения азимутов – азимутальное. Одновременное изменение зенитных углов и азимутов вызывает полное искривление (пространственное).

К

Клапан донный (храпок) – приспособление, препятствующее вытеканию промывочной жидкости из всасывающего шланга во время остановки промывочного насоса и предохранения последнего от засорения.

Клапан обратный – приспособление, устанавливаемое на нижнем конце колонны обсадных труб при спуске ее в скважину с жидкостью с целью уменьшения нагрузки на подъемный крюк.

Клапан предохранительный – автоматическое устройство для выпуска газа, пара или жидкости при достижении давления выше установленного предела.

Кондуктор – колонна обсадных труб, спускаемая в скважину после направляющей трубы, для закрепления стенок скважины в зоне неустойчивых пород и сохранения направления ствола скважины.

Конструкция скважины – схема устройства скважины, в которой указывается изменение диаметра последней с глубиной, а также диаметра и длины колонн обсадных труб, с указанием интервалов цементирования.

Корка фильтрационная (глинистая корка) – параметр, характеризующий толщину и липкость глинистой корки, получаемой при определении водоотдачи глинистого раствора специальными приборами.

Кран трехходовой (тройник) – арматурная деталь для полного или частичного перекрытия трубопровода с произвольным сообщением трех труб.

Крепление скважины – мероприятие по закреплению (поддержанию) слабых неустойчивых и трещиноватых стенок скважины, обеспечивающее проходку скважины до проектной глубины. В буровой практике для крепления скважины в основном применяются обсадные трубы. Крепление скважины при помощи обсадных труб называется **обсадкой скважины**. Существуют также различные методы крепления скважины без труб – беструбное крепление. Наиболее распространенными методами беструбного крепления являются методы глинизации и цементирования.

Кронблок – неподвижное грузоподъемное устройство, состоящее из системы канатных шкивов, устанавливаемых на одной или нескольких осях.

Кронблок перемещающийся – специальный кронблок, имеющий горизонтальное перемещение и применяющийся при кустовом бурении скважин.

Л

Лебедка – грузоподъемный узел бурового станка (буровой установки), служащий для производства спуска и подъема бурового снаряда и колонны труб. При роторно-турбинном бурении лебедка используется для подачи бурового снаряда в процессе углубки скважины.

М

Муфта трубная – деталь для соединения бурильных и обсадных труб одинакового диаметра, имеющих наружную резьбу.

Манифольд – система трубопроводов и запорной аппаратуры в обвязке устья скважины при бурении и при ее эксплуатации.

Н

Нагнетание – вид опытных гидрогеологических работ, служащих для определения водопроницаемости горных пород. Осуществляется путем закачивания воды в скважину под давлением. Нагнетание производится при нескольких ступенях давления.

Нагрузка осевая на породоразрушающий инструмент – параметр режима бурения, определяемый усилием, приложенным по оси бурового снаряда к породоразрушающему инструменту.

Нагрузка удельная на породоразрушающий инструмент – параметр режима бурения, определяемой осевой нагрузкой, приходящейся на единицу длины или площади рабочей поверхности породоразрушающего инструмента.

Налив – вид опытных гидрогеологических работ, служащих для определения водопроницаемости сухих горных пород. Осуществляется путем налива воды в скважину. Налив может производиться при наличии наблюдательных скважин, так и без них, обязательно при трех различных динамических уровнях.

Напряжение механическое – мера внутренних сил, возникающих в деформируемой породе под воздействием внешних усилий.

Напряжение разрушающее – мера внутренних сил в деформируемой породе, вызывающих ее разрушение.

Наращивание бурового снаряда – комплекс операций, связанных с увеличением длины бурового снаряда путем включения дополнительной бурильной трубы в состав колонны бурильных труб, находящихся в скважине.

Насос промывочный – машина, предназначенная для подачи промывочной жидкости в скважину.

О

Образование сальников в скважине – образование толстых корок на стенках скважины и на бурильных трубах за счет налипания шлама.

Ограничитель подъема талевого блока (противозатаскиватель) – автоматическое устройство, обеспечивающее остановку талевого блока при достижении им определенной высоты.

Осложнения в скважине – состояние скважины при котором нарушается нормальный процесс бурения и дальнейшая углубка ее, как правило, становится невозможной, либо бурение продолжается, но снижается производительность. К осложнениям в скважине относят потерю циркуляции промывочной жидкости, обвалы, сопровождающиеся затяжкой инструмента, газо-нефте-водопроявления и т.д.

Откачка – вид опытных гидрогеологических работ, служащих для определения гидрогеологических параметров (дебита, удельно дебита, коэффициент фильтрации, радиуса влияния и прочее). Откачка производится из скважины, шурфа, колодца и других выработок насосом, эрлифтом или ведром. Откачка подразделяется на ручные и механические. В зависимости от степени детальности проводимых работ откачки могут быть пробные и опытные.

Обвязка (устья) скважины – включает в себя оборудование, начиная с колонной головки и оборудования для герметизации устья скважины (ПВО) и заканчивая подводящими и отводящими линиями манифольда.

II

Параметры промывочной жидкости – показатели, характеризующие определенные свойства промывочной жидкости. Основными параметрами промывочной жидкости являются: удельный вес (плотность), условная вязкость, статическое напряжение сдвига, водоотдача, фильтрационная корка, стабильность, отстой, содержание песка, содержание газа и показатель рН. При бурении в многолетней мерзлоте важным параметрам промывочной жидкости является его температура. Параметры промывочной жидкости определяются специальными приборами.

Параметры режима бурения – фактор, влияющий на показатели бурения, задаваемый, изменяемый и поддерживаемый бурильщиком или автоматом в процессе углубки скважины. К числу этих факторов относятся: осевая нагрузка, число оборотов бурового снаряда, количество промывочной жидкости или газа при вращательном бурении; число ударов, высота сбрасывания, угол поворота долота и вес бурового снаряда при ударном бурении; амплитуда и частота колебаний, возмущающая сила при вибрационном бурении и другие факторы в зависимости от способов бурения.

Подача бурового снаряда – регулируемое поступательное перемещение бурового снаряда в процессе углубки скважины. Величина подачи бурового снаряда зависит от физико-механических свойств горных пород и типа бурового оборудования.

Подсвечник – устройство, служащее основанием для бурильных свечей, устанавливаемое около устья скважины.

Прихват бурового снаряда (обсадных труб) в скважине – группа аварий, вызванных прихватом бурового снаряда (колонны обсадных труб) в скважине, причинами которых является обвал стенок скважины, зашламование и др.

Пробка «искусственный забой» – приспособление для перекрытия скважины в определенном интервале с целью создания искусственного забоя.

Пробка предохранительная – пробка для предохранения внутренних резьб труб от повреждения при транспортировке.

Пробка цементировочная – приспособление для задавливания цементного раствора в затрубное пространство и разобщения двух видов жидкости при тампонировании скважины.

Промывка (продувка) скважины – операция, предназначенная для очистки забоя скважины от шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента. Промывка также применяется для крепления неустойчивых стенок скважины, уменьшения трения бурового снаряда о стенки скважины и его износа, приведение в действие некоторых забойных машин и механизмов и т.д.

Промывка (продувка) скважины обратная – промывка (продувка) скважины, при которой промывочная жидкость (газ) нагнетается в скважину через кольцевой зазор между снарядом и стенками скважины и поднимается внутри бурового снаряда. Применение обратной промывки требует специального оборудования устья скважины.

Промывка (продувка) скважины прямая – промывка (продувка) скважины, при которой промывочная жидкость (газ) нагнетается в скважину через буровой снаряд и поднимается по кольцевому зазору между снарядом и стенками скважины.

Пространство кольцевое – пространство между наружной и внутренней поверхностями двух различных колонн труб, а также между наружной поверхностью колонны бурильных или обсадных труб и стенками скважины.

Пространство межтрубное – пространство между наружной и внутренней поверхностями двух различных колонн труб.

Р

Раствор глинистый – промывочная жидкость, представляющая собой суспензию, в которой глина является дисперсной фазой, а вода – дисперсионной средой. Высококачественные глинистые растворы по своим свойствам приближаются к коллоидальным растворам.

Раствор утяжеленный – промывочная жидкость различного состава, содержащая в дисперсной фазе утяжеляющие тонко измельченные порошки минералов (барит, гематит и т.д.), имеющие удельный вес более 4 г/см^3 . Утяжеленный раствор применяется для промывки скважин при бурении в условиях высокого пластового давления и бокового давления на стенки скважины.

Расхаживание бурового снаряда – периодическое поднимание и опускание бурового снаряда в процессе бурения. Расхаживание применяется при безнасосном бурении для предупреждения зашла-

мования и прихватов бурового снаряда, а также при ликвидации самозаклинивания керна.

Расход промывочной жидкости – параметр режима бурения, определяемый количеством промывочной жидкости (газа), подаваемой на забой скважины, для выноса шлама и охлаждения породоразрушающего инструмента в единицу времени.

Регулирование осевой нагрузки – изменение величины осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент в процессе углубки скважины.

Регулятор подачи – устройство, осуществляющее процесс регулирования скорости подачи породоразрушающего инструмента. Существуют регуляторы подачи механические, гидравлические, электрические.

Ротор – узел роторного бурового станка, служащий для передачи вращения буровому снаряду и допускающий свободное поступательное движение последнего. Ротор является опорой для колонн труб при их спуске и подъеме.

С

Сальник буровой – устройство, обеспечивающее подачу промывочной жидкости или газа от нагнетательного шланга во вращающуюся колонну бурильных труб.

Свеча бурильная – составная часть колонны бурильных труб, состоящая из двух или нескольких соединенных между собой бурильных труб, предназначенная для ускорения спуско-подъемных операций.

Свечеприемник – устройство в буровой вышке, служащее для размещения бурильных свечей в определенном порядке.

Система очистная (циркуляционная система) – система, предназначенная для очистки и хранения промывочной жидкости, состоящая из приемной емкости, отстойников и желобов. В очистную систему включается гидроциклон, вибросита и т.д.

Система талевая – грузоподъемное устройство, состоящее из кронблока, талевого блока и стального каната, служащее для увеличения грузоподъемности на крюке при производстве спуско-подъемных операций.

Скважина буровая – цилиндрическая горная выработка в земной коре, характеризующаяся относительно малым диаметром по сравнению с длиной и проводимая без доступа человека в нее. Скважины могут быть пробурены под любым углом наклона как с поверхности земли, так и из подземной горной выработки.

Скорость восходящего потока промывочной жидкости (газа) оптимальная – скорость потока промывочной жидкости (газа), обеспечивающая очистку забоя скважины от шлама, при прямой или обратной промывке (продувке).

Скорость вращения породоразрушающего инструмента – параметр режима бурения, определяемый линейной скоростью точки, находящейся на наружной части рабочей поверхности вращающегося породоразрушающего инструмента.

Содержание газа – параметр, характеризующий содержание природного газа в промывочной жидкости, %.

Спуск бурового снаряда – комплекс операций, выполняемых при спуске бурового снаряда на забой скважины.

Статическое напряжение сдвига (СНС) – параметр, характеризующий прочность структуры промывочной жидкости, мг/см², Па.

Сужение ствола скважины – уменьшение или полное перекрытие проходного диаметра скважины, вызванное набуханием пород под влиянием фильтрации промывочной жидкости, деформацией пластичных пород под действием горного давления, образованием толстых глинистых корок и т.д.

Т

Труба бурильная (штанга) – цельнотянутая стальная труба со специальными резьбами или резьбовыми соединениями на концах, позволяющими собирать колонну бурильных труб необходимой длины.

Труба ведущая – труба, служащая для передачи вращения от станка к бурильным трубам. Ведущая труба отличается от бурильных труб сечением (треугольная, квадратная, шестиугольная и т.д.).

Труба направляющая («направление») – обсадная труба, служащая для крепления устья скважины, а также для придания правильного направления стволу скважины.

Труба обсадная – цельнотянутая стальная труба с резьбами на концах, являющаяся частью колонны обсадных труб.

Турбобур – буровая забойная многоступенчатая гидравлическая машина, в рабочих элементах которой, гидравлическая энергия промывочной жидкости превращается в механическую энергию вращающегося вала, соединенного с породоразрушающим инструментом.

У

Углубка скважины – поступательное перемещение забоя скважины под воздействием породоразрушающего инструмента на горную породу.

Указатель веса (дриллометр, индикатор давления, динамометр) – прибор для определения веса бурового снаряда и контроля осевой нагрузки на забой в процессе углубки скважины.

Уровень динамический – уровень подземных вод, снизившийся вследствие откачки или повысившийся в результате нагнетания воды в водоносный горизонт.

Уровень пьезометрический – уровень, устанавливающийся в скважинах при вскрытии напорных вод.

Уровень статический – естественный, не нарушенный откачкой или нагнетанием, уровень подземных вод.

Устье скважины – место пересечения скважиной земной поверхности (поверхности горной выработки при бурении в подземных условиях).

Утяжелитель – тонкоизмельченная добавка различного минерального состава, предназначенная для повышения удельного веса промывочной жидкости или цементного раствора.

Ц

Цемент тампонажный – специальный цемент, предназначенный для цементирования скважин, характеризующийся повышенной прочностью и определенными сроками схватывания и твердения.

Цементирование затрубного пространства – комплекс работ, связанных с закачкой цементного раствора в затрубное пространство, с целью изоляции последнего.

Ч

Число оборотов бурового снаряда – параметр режима бурения, определяемый числом оборотов породоразрушающего инструмента в единицу времени.

ЧДХ – число двойных ходов поршней бурового насоса, определяющее интенсивность подачи им жидкости (в скважину).

Э

Элеватор – грузозахватное устройство, подвешиваемое к подъемному крюку (вертлюгу-амортизатору), служащее для присоединения и удержания бурильных труб с замковыми или двухпрорезными ниппельными соединениями при производстве спуско-подъемных операций.

Элеватор для обсадных труб – грузозахватное устройство для присоединения и удержания труб с муфтовыми соединениями, подхватывающее их под муфты при спуске или подъеме.

Элеватор полуавтоматический – специальный элеватор, автоматически отсоединяющийся от бурильной свечи при установке ее на подсвечник.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – М: Академия, 2003. – 352 с.
2. ГИВ 6–М2 Гидравлический индикатор веса. Техническое описание и инструкция по эксплуатации: 423311.001 ТО.
3. Абдрахманов, Г. С. Контроль технологических процессов в бурении / Г. С. Абдрахманов. – М.: Недра, 1974. – 376.
4. Рабиа, Х. Технология бурения нефтяных скважин: пер. с англ. / пер. В. Г. Григулецкого, Ю. М. Кисельмана; под. ред. В. Г. Григулецкого. – М.: Недра, 1989. – 413 с.
5. Пустовойтенко, И. П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учебное пособие для профтехобразования / И. П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
6. Серeda, Н. Г. Основы нефтяного и газового дела / Н. Г. Серeda, В. М. Муравьев. – М.: Недра, 1980. – 256 с.
7. Мавлютов, М. Р. Технология бурения глубоких скважин / М. Р. Мавлютов [и др.]. – М.: Недра, 1982. – 389 с.
8. Алексеевский, Г. В. Буровые установки Уралмашзавода / Г. В. Алексеевский. – М.: Недра, 1980. – 567 с.
9. Лесецкий, В. А. Буровые машины и механизмы / В. А. Лесецкий, А. Л. Ильский. – М.: Недра, 1980. – 469 с.
10. Кирсанов, А. Н. Буровые машины и механизмы / А. Н. Кирсанов, В. П. Зиненко, В. Г. Кардыш. – М.: Недра, 1981. – 447 с.
11. Ильский, А. Л. Оборудование для бурения нефтяных скважин / А. Л. Ильский. – М.: Машиностроение, 1980. – 228 с.
12. Элияшевский, И. В. Типовые задачи и расчеты в бурении / И. В. Элияшевский, М. Н. Сторонский, Я. М. Орсуляк. – М.: Недра, 1982. – 293 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ (СПО)	4
2. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ	17
2.1. Роторное бурение	17
2.2. Турбинное бурение.....	35
2.3. Регулятор подачи долота (РПДЭ)	37
2.4. Породоразрушающий инструмент.....	38
3. КРЕПЛЕНИЕ (ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ) СКВАЖИН	42
3.1. Назначение операции	42
3.2. Оборудование, участвующее в процессе цементирования ..	44
3.3. Последовательность выполнения операции	48
3.4. Основные сведения о конструкции скважины	50
3.5. Колонные головки	51
4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	54
4.1. Противовыбросовые превенторы.....	54
4.1.1. Универсальные превенторы	54
4.1.2. Плашечные превенторы.....	56
4.1.3. Вращающиеся превенторы.....	58
4.2. Система управления превенторами	59
4.2.1. Манифольд дросселирования.....	62
4.2.2. Линия глушения	64
5. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ (КИП).....	65
5.1. Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2	65
5.2. Датчики давления и расхода.....	71
КРАТКИЙ ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЙ СЛОВАРЬ	72
ЛИТЕРАТУРА	86

Учебное издание

МАТВЕЕНКО Денис Сергеевич
КЛИМОВИЧ Алексей Валерьевич
БАБЕЦ Михаил Анатольевич

ТРЕНАЖЕР-ИМИТАТОР БУРЕНИЯ АМТ-221

*Методическое пособие
по подготовке и тренингу обучаемого персонала
для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка
месторождений полезных ископаемых»
направления 1-51 02 01-04 «Буровые работы»*

В 2 частях

Часть 1

**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРОВОМ ОБОРУДОВАНИИ,
ПРИМЕНЯЕМОМ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
НА НЕФТЬ И ГАЗ**

Технический редактор *Д. А. Исаев*
Компьютерная верстка *Д. А. Исаева*

Подписано в печать 24.10.2013. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 5,11. Уч.-изд. л. 4,0. Тираж 100. Заказ 516.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.