Федеральное агенство по образованию

Государственное образовательное учреждение

Высшего профессионального образования

Иркутский Государственный Технический Университет

Кафедра нефтегазового дела

ОТЧЕТ

по учебной буровой практике

Выполнил: Студент гр. НБ-08-2

Матсафаров С.З.

Принял: Фигурак А.А.

Иркутск 2010 г.

Содержание

Бурильные колонны, бурильные трубы и их соединения, типы переводников

Обсадные колонны, обсадные трубы и их соединения. Элементы технологической оснастки

Методика спуска обсадных колонн, технология цементирования

Материалы для приготовления буровых и тампонажных растворов

Рецептура буровых и тампонажных растворов, их основные параметры, приборы контроля параметров

Основы вскрытия и испытания продуктивных пластов

Контрольно-измерительные приборы и аппаратуры

Профилактика и ремонт бурового оборудования

Список используемой литературы

# Бурильные колонны, бурильные трубы и их соединения, типы переводников

Для проводки скважины необходимо иметь, кроме буровой установки или ремонтно-бурового агрегата, набор бурового инструмента. К этому инструменту относятся бурильные трубы с соединительными элементами, переводники, породоразрушающий буровой инструмент (бурильные долота, бурильные головки), забойные двигатели, из которых формируется бурильная колонна. В соответствии с ГОСТ 631-75 выпускаются стальные *бурильные трубы* различных групп прочности (Д, К, Е, Л, М, Р, Т) с изменением предела текучести от 380 до 1000 МПа и временного сопротивления разрыва от 650 до 1100 МПа.

Трубы диаметром 60-102 мм имеют длину 6, 8 и 11,5 м; трубы. В диаметром 114-168 мм - 11,5 м.

Выпускаются следующие виды бурильных труб:

трубы бурильные с высаженными внутрь концами (ТБВ);

трубы бурильные с высаженными наружу концами (ТБН);

трубы бурильные с приваренными замками (ТБПВ, ТБПН, ТБПК);

трубы бурильные с высаженными внутрь концами и стабилизирующими поясками (ТБВК);

трубы бурильные с высаженными наружу концами и стабилизирующими поясками (ТБНК);

легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ), которые называют также алюминиевыми бурильными трубами (АБТ);

импортные бурильные трубы.

Исходя из условий работы бурильной колонны рекомендуется: для бурения неглубоких вертикальных скважин роторным способом использовать бурильные трубы типа ТБВ, ТБН, ТБВК, ТБГТВ и ТБПК;

для бурения глубоких скважин в осложненных условиях - трубы типа ТБВК, ТБНК, ТБПВ, ТБПН и ТБПК; для бурения вертикальных скважин с использованием забойных двигателей - трубы типа ТБН, ТБНК, ТБПВ и ТБПК; для бурения наклонно направленных скважин с использованием забойных двигателей - трубы типа ТБНК, ТБПВ и ТБПК.

Легкосплавные бурильные трубы по своим механическим свойствам несколько уступают стальным бурильным трубам группы прочности Д, но обладают и рядом преимуществ. Предельные глубины спуска бурильных колонн, составленных из ЛБТ (АБТ), значительно превышают предельные глубины спуска стальных бурильных колонн. ЛБТ (АБТ) диамагнитны, что позволяет замерять зенитные и азимутальные углы скважины без подъема колонны. За счет меньшей шероховатости внутренней поверхности труб гидравлические сопротивления в ЛБТ (АБТ) примерно на 20% ниже по сравнению со стальными бурильными трубами аналогичного сечения.

Однако ЛБТ (АБТ) имеют и недостатки. Нельзя эксплуатировать бурильные колонны, включающие ЛБТ (АБТ), при температурах выше 150°С, а также при наличии в скважине бурового раствора с рН > 10 недопустима установка кислотных ванн.

Легкосплавные бурильные трубы рекомендуется применять при бурении скважин с использованием забойных двигателей.

Кроме перечисленных бурильных труб, вверху бурильной колонны имеется ведущая труба, присоединяемая к стволу вертлюга. Ведущая труба имеет квадратное сечение, поэтому ее часто называют квадратом. Она состоит из квадратной (или шестиугольной) толстостенной штанги с внутренним каналом, верхнего переводника для соединения с вертлюгом и нижнего переводника. Для предохранения резьбы нижнего переводника от износа при частых свинчиваниях и развинчиваниях во время наращивания бурильной колонны на него навинчивается предохранительный переводник.

При спуско-подъемных операциях отвинчивают или свинчивают сразу несколько труб. Комплект таких труб называется *свечой.* Свеча имеет разную длину в зависимости от высоты вышки.

Бурильные трубы бывают обычной и повышенной (П) точности изготовления.

Примеры обозначения бурильных труб и муфт к ним.1-й тал. Труба В-114Х9-Д ГОСТ 631-75. Труба ВП-114Х9-Д ГОСТ 631-75. Муфта В-114-Д ГОСТ 631-75.2-й тип. Труба Н-114Х9-Д ГОСТ 631-75. Труба НП-114Х9-Д ГОСТ 631-75. Муфта Н-114-Д ГОСТ 631-75.3-й тип. Труба ВК-Н4Х9-Д ГОСТ 631-75.4-й тип. Труба НК-П4Х9-Д ГОСТ 631-75.

В трубах 1 и 2-го типов резьба обычная трубная, которая характеризуется треугольным профилем, углом при вершине 60°, шагом 3,175 мм, конусностью 1: 16, числом ниток на длине 25,4 мм - 8.

В трубах 3 и 4-го типов резьба трапецеидальная, которая имеет профиль трапеции с размером верхнего основания 1,99 мм и нижнего 2,18 мм, угол при вершине 30°, шаг резьбы 5,08 мм, конусность 1: 32, число ниток на длине 25,4 мм - 5.

Химический состав сталей, из которых изготовляют бурильные трубы группы Д, в ГОСТ 631-63 не регламентирован; указывается лишь содержание вредных примесей - серы и фосфора (не более 0,045% каждого).

Трубы группы прочности К и выше изготавливают из легированных сталей с последующей термообработкой (нормализация, нормализация с отпуском) или из углеродистых сталей с последующей закалкой и отпуском. Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться сертификатом, удостоверяющим соответствие труб требованиям стандарта.

Заводы-изготовители бурильных труб: Первоуральский новотрубный завод, Никопольский завод стальных труб, Синарский трубный завод, Таганрогский металлургический завод и другие.

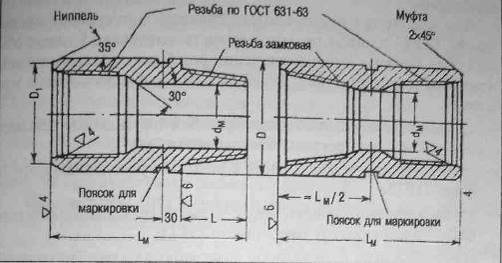
Соединение бурильных труб с высаженными концами производится с помощью соединительных муфт или с помощью бурильных замков.

Резьба *муфт* оцинкована или фосфотирована. При свинчивании труб с муфтами их резьбу покрывают специальной смазкой, обеспечивающей герметичность соединения и предохраняющей резьбу от задиров и коррозии.

Муфты для труб условным диаметром 114 мм и менее поставляют из стали следующей группы прочности с более высокими механическими свойствами. Допускается поставка этих труб и муфт из стали одной группы прочности. Трубы диаметром свыше 114 мм и муфты к ним поставляются одной группы прочности. Для предохранения резьбы труб и муфт от повреждений применяют специальные кольца и ниппеля.

*Бурильный замок* по ГОСТ 631-63 состоит из двух деталей - ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой (рис. 1*)*

Замки изготовляют по ГОСТ 5280-58, который предусматривает соединения трех типов, отличающиеся между собой гидравлическими и прочностными характеристиками:



*Рис 1. Замковое соединение бурильных труб: слева - ниппель; справа - муфта*

ЗН - замок с нормальным проходным отверстием;

ЗШ - замок с широким проходным отверстием;

ЗУ - замок с увеличенным проходным отверстием.

Замки могут быть изготовлены из стали, отличающейся по химическому составу и механическим свойствам от стали бурильных труб.

Примеры условных обозначений замков: А. Замок правый (с правой резьбой):

Замок ЗН-108 ГОСТ 5286 - 58;

Замок ЗШ-118 ГОСТ 5286-58;

Замок ЗУ-155 ГОСТ 5286-53.Б. Замок левый (с левой резьбой):

Замок ЗН-108Л ГОСТ 5286-58;

Замок ЗШ-118Л ГОСТ 5280-58;

Замок ЗУ-155Л ГОСТ 5280-58.

На ниппель и муфту каждого замка на поясках для маркировки наносят товарный знак предприятия-поставщика, типоразмер замка, дату выпуска, номер стандарта.

На замках с левой резьбой протачивается второй (меньшей ширины) поясок. Каждая партия замков сопровождается сертификатом, удостоверяющим соответствие качества замков требованиям стандартов.

# Обсадные колонны, обсадные трубы и их соединения. Элементы технологической оснастки

Для крепления нефтегазовых скважин используют *обсадные трубы.* Отечественная промышленность выпускает 5 типов обсадных труб, которые отличаются типом резьбового соединения и производятся в соответствии с ГОСТ 632-80 "Трубы обсадные и муфты к ним":

трубы муфтового соединения с резьбой треугольного профиля, в том числе с удлиненной (обозначаются "удл");

трубы муфтового соединения с резьбой трапецеидального профиля ОТТМ;

трубы муфтового соединения с резьбой трапецеидального профиля повышенной герметичности ОТТГ;

трубы обсадные безмуфтовые (раструбные) с резьбой трапецеидального профиля повышенной герметичности ТБО;

трубы обсадные безмуфтовые (гладкие) с резьбой трапецеидального профиля ОПм.

Эти трубы выпускаются, как и бурильные трубы, из стали семи групп прочности (Д, К, Е, Л, М, Р, Т) в двух исполнениях:

А - повышенной точности и качества;

В - обычное.

По условному диаметру имеется 19 типоразмеров этих обсадных труб: 114,127, 140,146,168,178, 194, 219,245,273,299, 324, 340, 351, 377, 406, 426, 473 и 508 мм. Трубы выпускают длиной от 5 до 13 метров с различной толщиной стенки, регламентируемой ГОСТ 632-80.

Для крепления нефтегазовых скважин используют также стальные трубы, выпускаемые в соответствии со стандартами американского нефтяного института. Это трубы "Батресс" с трапецеидальным типом резьбы муфтового соединения и "Экстрем-Лайн" безмуфтовые раструбные с резьбой трапецеидального профиля.

На каждой обсадной трубе на расстоянии 0,4-0,6 м от конца, свободного от муфты, выбивают клеймом:

условный диаметр, мм;

порядковый номер в партии;

группу прочности металла;

длину резьбы, удя;

толщину стенки, мм:

товарный знак завода изготовителя:

месяц и год выпуска.

Маркировка дублируется светлой краской по телу трубы.

При освоении и эксплуатации скважины применяют насосно-компрессорные трубы и насосные штанги.

*Насосно-компрессорные трубы* изготовляют по ГОСТ 633-63 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним". Трубы выпускают двух типов: с гладкими концами и с высаженными наружу концами. Различие между ними заключается в соотношении прочности тела трубы и резьбового соединения. На рисунке 2 приведены разрезы соединительных элементов этих труб.

Гладкие трубы НКТ выпускают диаметрами 48,3; 60,3; 73,0; 88,9; 101,6; 114,3 с толщиной стенок 4,0; 5,0; 5,5; 7,0; 6,5; 7,0, соответственно. НКТ с высаженными наружу концами имеют диаметры 33,4; 42,2; 48,3; 60,3; 73,0; 88, 9; 101,6; 114,3 с соответствующей им толщиной стенок 3,5; 3,5; 4,0; 5,0; 5,5; 7,0; 6,5; 8,0; 6,5; 7,0.

По длине трубы поставляют:

а) нормальной длины трех групп: I группа - от 5, 5 до 8 м;

П группа - свыше 8 до 8,5 м;

III группа - свыше 8,5 до 10 м; количество труб каждой труппы

устанавливается соглашением сторон;

б) мерной длины - длины и допускаемые по ним отклонения устанавливают соглашением сторон.

Трубы и муфты к ним изготавливают из сталей групп прочности

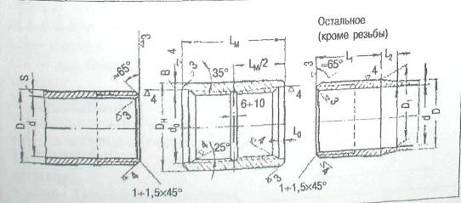


Рис.2*. Элементы резьбового соединения НКТ*

Д, К, Е, Л и М. Трубы и муфты к ним изготавливают из материал одной группы прочности. Трубы гладкие и муфты к ним из стал групп прочности К, Е, Л и М и трубы с высаженными концами стали всех групп прочности для снятия остаточных внутренних напряжений подвергаются термической обработке.

*Насосные штанги* предназначены для передачи движения от поверхностного привода к скважинному насосу. Это стальные стержни круглого сечения, на концах которых высажены утолщенные головки. Головки имеют резьбу и участок с квадратным сечением для захвата ключом (рис.59).

В соответствии с ГОСТ 13877-80 штанги выпускаются длиной 8 метров. По заказу потребителя допускается изготовление штанг длиной 7,5 м. Кроме того, в комплект колонны штанг входят штанги укороченной длины - 1; 1,2; 1,5; 2; 3 м. Штанги соединяются между собой соединительными муфтами, штанги разного диаметра - переводными муфтами. Выпускаются муфты с лысками под ключ и без лысок. Сальниковый шток, совершающий возвратно-поступательное движение через сальниковое уплотнение на устье скважины, в отличие от обычных штанг, изготавливается без головок, на концах он также имеет стандартную резьбу. Для изготовления штанг используют различные стали, в том числе коррозионно-стойкие.

Важнейшим элементом спуско-подъемного комплекса является талевая система. Она предназначена для спуска и подъема бурильной колонны и колонны НКТ, для спуска обсадной колонны, поддержания бурильной колонны на весу во время бурения скважины и ее промывки, подачи бурильной колонны по мере углубления долота в породу. Талевая система состоит из неподвижного кронблока, подвижных талевого блока и крюка (крюкоблока), талевого каната, соединяющего неподвижные и подвижные блоки кронблока и талевого блока, бурового крюка и штропов, с помощью которых на крюке подвешивается груз. На стационарных и некоторых

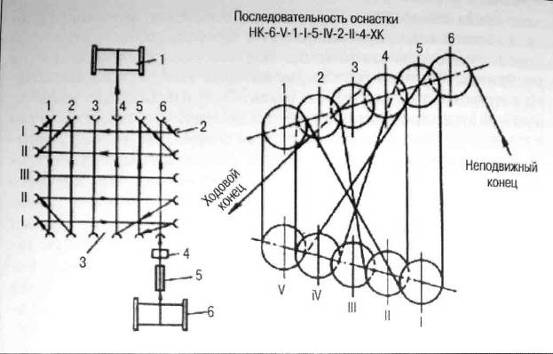
предвижных буровых установках неподвижный конец талевого каната специальным устройством (механизмом крепления неподвижного конца талевого блока) крепится к основанию вышечного блока, а ходовой конец присоединяется к барабану лебедки. Механизм крепления неподвижного конца талевого каната закрепляется на основании. Он имеет барабан, на который укладывается несколько витков каната, идущего от бухты. Этот барабан дает возможность по мере износа каната перепускать его новые отрезки с бухты в талевую систему. При работе талевой системы барабан стопорится. У передвижных буровых установок, на подъемных и ремонтно-буровых агрегатах неподвижный конец талевой системы крепится к силовой раме транспортного средства.

Подвешенный к крюку груз *Р* распределяется между п струнами талевого каната, создавая натяжение в них, равное *Р/п.* Для увеличения грузоподъемности талевой системы увеличивают число работающих струн талевого каната, что снижает скорость подъема груза. В зависимости от условий бурения и класса буровой установки применяют оснастку талевой системы 3x4, 4x5, 5x6, 6x7, 7x8 (первая цифра означает число работающих роликов талевого блока, а вторая - кронблока). На подъемных агрегатах малой грузоподъемности может использоваться оснастка 1x2 и 2x3. На рисунке 22 приведена наиболее распространенная схема крестовой оснастки талевой системы, при которой ось кронблока должна быть параллельна оси барабана лебедки, а ось талевого блока при этом расположится перпендикулярно к оси кронблока. Крестовая оснастка обеспечивает стабилизирующий момент на талевый блок, который быстро гасит его колебания в горизонтальной плоскости.

На подъемных агрегатах может применяться параллельная оснастка, при которой талевый канат пропускается через шкивы кронблока и талевого блока последовательно при параллельном расположении их осей.

Для вышки высотой 41 м при оснастке 4x5 расходуется 450 м каната, а при оснастке 5x6 - 570 м. Для вышки высотой 53 м при оснастке 6x7 длина каната увеличивается до 850 м.

*Кронблоки* буровых установок и подъемных агрегатов конструктивно отличаются друг от друга главным образом числом канатных шкивов, числом и расположением осей, на которых они смонтированы. Имеются одноосные кронблоки, у которых канатные шкивы Установлены на одной оси. Такие кронблоки используют в передвижных буровых установках, подъемных и ремонтно-буровых агрегатах. Имеются также двухосные кронблоки с соосным расположением осей, на каждой из которых установлено по три канатных шкива. (Рис. 3)



*Рис.3. Схема крестовой оснастки 5x6: 1 - барабан лебедки; 2 - талевый блок; 3 - кронблок; 4 - механизм крепления неподвижного конца; 5 - защитная труба; 6 - барабан с канатом*

# Методика спуска обсадных колонн, технология цементирования

Наиболее распространенный способ крепления скважин - *спуск обсадных колонн и цементирование* пространства между колонной труб и стенками скважины. Число спущенных в скважину обсадных колонн, их размеры, наружный диаметр, диаметр ствола под каждую колонну, местоположение интервалов цементирования определяют понятие *конструкции скважины (*рис.4). Конструкция должна обеспечивать:

прочность и долговечность скважины как технического сооружения;

проходку скважины до проектной глубины;

достижение проектных режимов эксплуатации;

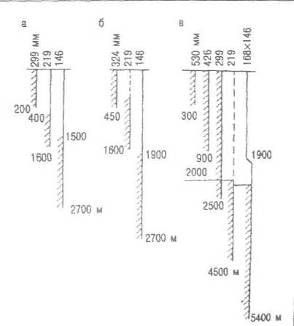
максимально полное использование природной энергии для транспортировки нефти и газа;

надежную изоляцию газонефтеводонапорных горизонтов;

минимальный расход средств на разведку и разработку месторождения;

возможность проведения ремонтных работ в скважине.

Диаметр эксплуатационной колонны значительно влияет на стоимость скважины: чем он больше, тем, как правило, выше стоимость. Поэтому стремятся уменьшить этот диаметр. При бурении скважин в верхних слоях



**Рис.4. Конструкция скважин: а-с промежуточной колонной; б-с хвостовиком; в-с комбинированной эксплуатационной колонной**

**(**50-400 м) обычно проходят неустойчивые, мягкие, трещиноватые и кавернозные породы, осложняющие процесс бурения, поэтому такиегоризонты перекрывают и изолируют. Первая обсадная колонна, перекрывающая эти пласты, получила название кондуктор.

После спуска кондуктора не всегда удается пробурить скважину до проектной глубины вследствие прохождения новых "осложняющих" горизонтов (так называемые несовместимые условия бурения) или необходимости перекрытия продуктивных пластов, не подлежащих эксплуатации в данной скважине. В таких случаях возникает потребность в дополнительных обсадных колоннах называемых промежуточными (рис.78, а).

Пробурив скважину до проектной глубины, спускают и цементируют эксплуатационную колонну. Если не существует угрозы возникновения высокого избыточного внутреннего давления, в скважине с целью экономии металла и уменьшения стоимости новой обсадной колонны укрепляют лишь тот участок ствола, который не был перекрыт предыдущей колонной. Такая колонна называется хвостовиком (рис.4, б).

Для решения проблем, связанных с прочностью обсадных труб, применяют так называемую комбинированную эксплуатационную колонну (рис.78, в), у которой диаметр верхней части больше диаметра нижней.

От правильного проведения работ, выполняемых для успешного спуска колонн обсадных труб в скважину, зависит спуск башмака колонны до проектной глубины и качество цементирования. Работы, проводимые для успешного спуска обсадных колонн, можно подразделить на четыре этапа: подготовка обсадных труб и элементов оснастки колонны, подготовка бурового оборудования и инструмента, подготовка ствола скважины, непосредственно спуск колонны.

Подготовка обсадных труб и элементов оснастки заключается в том, что обсадные трубы и их резьбу проверяют на герметичность опрессовкой (обычно в специальном цехе), трубы заблаговременно доставляют на буровую, длину каждой трубы замеряют стальной рулеткой и проверяют на овальность шаблоном, пронумеровывают все трубы в порядке их спуска в скважину. Все сведения (диаметр, толщина стенки, марка стали, завод-изготовитель и т.д.) заносят специальный паспорт крепления скважины.

Одновременно с обсадными трубами доставляют на буровую *элементы оснастки обсадной колонны (*рис.5) и производят подготовку к спуску. К ним относятся башмачная направляющая пробка (конус), башмачный патрубок, башмак колонны, обратный клапан, упорное кольцо, центрирующие фонари и скребки.

Башмачная направляющая пробка (рис.5, а) служит для направления низа обсадной колонны по стволу скважины. Применяют чугунные пробки, соединяемые резьбой с башмаком или башмачным патрубком, бетонные или деревянные пробки.

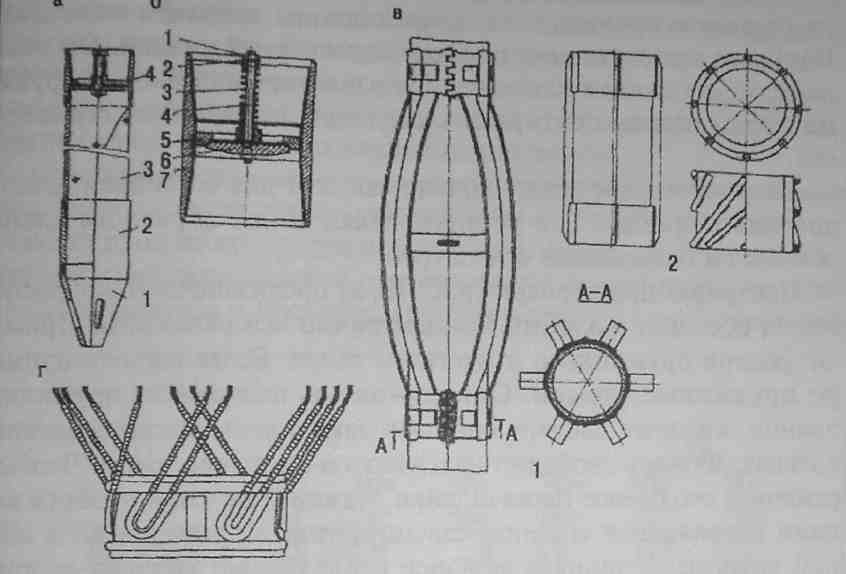


Рис.5. Элементы оснастки обсадной колонны: а - оснастка низа обсадной колонны: 1 - направляющая пробка; 2 - башмак; 3 - башмачный патрубок с отверстиями; 4 - обратный клапан; б - обратный клапан: 1 гайка; 2 - шайба; 3 - пружина; 4 - стержень; 5 - седло клапана; 6 - тарелка; 7 - корпус; в - центрирующие фонари: 1 - пружинного типа; 2 жесткого типа; г - радиальные скребки

Башмак обсадной колонны (см. рис.5, а) делают из толстостенного патрубка с резьбой под обсадную колонну. Башмачный патрубок (см. рис.5, а) применяют в случае спуска обсадной колонны до забоя скважины, чтобы иметь возможность прокачать тампонажный раствор в затрубное пространство. Его изготовляют из толстостенной обсадной трубы. Нижний конец патрубка имеет резьбу под башмак, а верхний - под муфту обсадной трубы.

Обратный клапан (рис.5, б) препятствует обратному движению тампонажного раствора после окончания цементирования и не позволяет проникать вовнутрь колонны жидкости из скважины. Наиболее прост по конструкции тарельчатый клапан. Он состоит из седла, дискового клапана с направляющим штоком и пружины. Дисковой клапан притирают к седлу для обеспечения герметичности.

Упорное кольцо (стоп-кольцо) служит для остановки цементировочных пробок. Его устанавливают выше обратного клапана, обычно на ближайшем стыке труб.

Центрирующие фонари (рис.5, а) предназначены для расположения обсадной колонны концентрично оси скважины. Применяют фонари пружинного и жесткого типов. Более широко применяют пружинные фонари. Они состоят из нескольких пружинящих планок, которые своими концами закреплены электросваркой на кольцах. Фонарь свободно надевают на обсадные трубы. Чтобы ограничить его осевое перемещение, между верхним и нижним кольцами располагают упорное кольцо, которое приваривают к обсадной колонне. Установка фонарей предохраняет колонну от прилегания к стенкам скважины, тем самым облегчает ее спуск и улучшает качество цементирования.

Скребки используют для механической очистки стенок скважины от глинистой корки с целью обеспечения более прочной связи образующегося цементного камня с породами, слагающими стенки скважины. Применяют радиальные (рис.79, г) и гребенчатые скребки. Радиальные скребки могут быть установлены на кольцах пружинных фонарей. Во время спуска обсадной колонны при возвратно-поступательном, вращательном или поступательном вниз движении скребки своими щетками снимают глинистую корку и обнажают породу на стенках скважины.

После спуска очередной обсадной колонны производят ее *цементирование.* Перед проведением цементирования обсадных колонн определяют необходимую высоту подъема тампонажного раствора за колонной с учетом требований ее безопасной эксплуатации, выбирают способ цементирования и тампонажные материалы, взависимости от геологических и физико-химических условий проведения работ, производят расчет цементирования скважины, на основании которого определяют количество требуемых материалов, число цементировочных агрегатов, цементно-смесительных машин и другого оборудования. Для различных геологических условий проведения работ применяют несколько способов цементирования обсадных колонн: одноступенчатое цементирование с разделительными пробками, манжетное цементирование, двухступенчатое цементирование, двухступенчатое цементирование методом встречных заливок, цементирование хвостовика, обратное цементирование и цементирование под давлением.

*Одноступенчатое цементирование с разделительными пробками (*рис.80) в практике применяют наиболее часто. Процесс цементирования производят следующим образом. После подготовки скважины к цементированию и приготовления первой порции тампонажного раствора в обсадную колонну вставляют разделительную пробку. Одновременно с этим включают цементировочные агрегаты и цементно-смесительные машины. Тампонажный раствор поступает в скважину (рис.6, а). После закачивания требуемой порции тампонажного раствора из цементировочной головки спускают верхнюю разделительную пробку (рис.6, б) и приступают к закачиванию продавочной жидкости, объем которой рассчитывают. Тампонажный раствор между двумя пробками движется к забою скважины. Нижняя разделительная пробка, достигнув стоп-колъца, останавливается и под действием давления тампонажного раствора в ней разрушается перемычка. Тампонажный раствор через нижнюю пробку и башмак колонны поступает в затрубное пространство (рис.6, в).

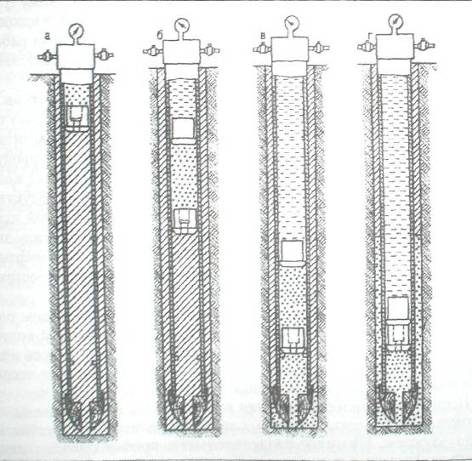


Рис.6. Схема одноступенчатого цементирования с двумя разделительными пробками

Процесс продавливания тампонажного раствора заканчивается при достижении верхней разделительной пробкой нижней и резком увеличении давления нагнетания (рис.6, г). Перед этим по объему закаченной продавочной жидкости определяют остаток времени продавливания и переходят на работу одним агрегатом, чтобы избежать чрезмерного скачка давления в момент сигнала "Стоя".

*Манжетное цементирование* отличается от описанного выше способа тем, что возникает необходимость нижний интервал обсадной колонны не цементировать. Такая необходимость возникает при опасности зацементировать сильно дренированные продуктивные пласты. Для этого выше продуктивного пласта над кольцом "Стоп" устанавливают заливочную муфту, а над продуктивным пластом манжету или пакер, отделяющие продуктивный пласт от цементируемого пространства. Тампонажный раствор между двумя разделительными пробками поступает до заливочной муфты и далее через ее отверстия поднимается вверх по затрубному пространству, не попадая в продуктивный пласт.

*Двухступенчатое цементирование* осуществляют с выходом первой порции тампонажного раствора через башмак обсадной колонны, а второй порции - через заливочную муфту. Такой способ применяют с целью уменьшения гидростатического давления столба тампонажного раствора на стенки скважины.

Первый этап цементирования производится аналогично одноступенчатому цементированию, однако разделительные пробки не используются. Нижнюю разделительную пробку продавливают

В после закачивания первой порции тампонажного раствора и продавочной жидкости в объеме несколько меньшем, чем объем обсадной колонны от башмака до муфты. После продавливания нижней пробки закачивают вторую порцию тампонажного раствора, продавливают вторую разделительную пробку и закачивают продавочную жидкость. Процесс прекращается при получении сигнала "Стоп".

Схема двухступенчатого цементирования приведена на рисунке 81.

Муфты, применяемые при двухступенчатом цементировании, отличаются от муфт манжетного цементирования тем, что при закачивании первой порции тампонажного раствора их отверстия закрыты.

Их открытие осуществляется в момент посадки нижней разделительной пробки в свое гнездо за счет роста давления.

*Цементирование хвостовика* или нижней секции обсадной колонны при их секционном спуске, если колонна спускается на большую глубину, отличается тем, что спуск производят на бурильных трубах. Обсадную и бурильную колонны соединяют переводником с левой резьбой для их разъединения после цементирования. При спуске хвостовика его заполняют буровым раствором. После спуска в бурильные трубы закачивают требуемое количество тампонажного раствора и продавливают его жидкостью из расчета заполнения внутреннего объема бурильной и обсадной колонн, исключая объем тампотажного раствора в нижней части обсадной колонны (цементный стакан). После этого отвинчивают бурильную колонну вращением вправо, приподнимают на несколько метров и осуществляют промывку, чтобы удалить тампонажный раствор выше верхней муфты хвостовика.

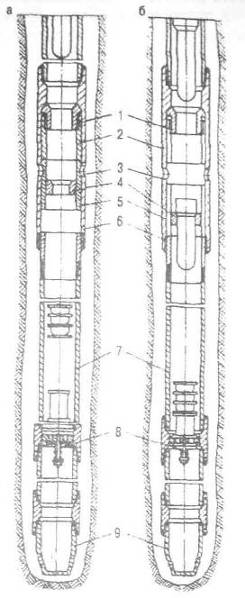


Рис.7 Схема двухступенчатого цементирования: а - положение до открытия отверстий в цементировочной муфте; 6 - положение после открытия отверстий в цементировочной муфте: 1 - верхнее седло; 2 - верхний цилиндр; 3 - отверстие для выхода тампонажного раствора; 4 - нижнее седло; 5 - нижний цилиндр; 6 - муфта для двухступенчатого цементирования; 7 - обсадная колонна; 8 - обратный клапан; 9 - направляющий башмак

При цементировании хвостовиков может быть использована цементировочная пробка, состоящая из двух частей (рис.7). Верхняя часть пробки разделяет тампонажный раствор и продавочную жидкость и проходит через бурильные трубы. Нижняя часть закреплена на штифтах к бурильным трубам. Штифты срезаются при соединении обеих частей пробок за счет роста давления. При достижении нижнего положения (рис.7, в) получают сигнал "Стон", *Обратное цементирование* заключается в закачивании тампонажного раствора непосредственно в затрубное пространство. Его применяют при наличии в разрезе скважины пород низкой прочности, вызывающих поглощения при росте давления. Процесс цементирования заключается в следующем. После подготовки скважины к цементированию вокруг обсадной колонны на устье делают специальный короб, в который и заливают тампонажный раствор. Обсадная колонна оборудуется головкой с краном для выхода бурового раствора или воды. Открывая кран, создают возможность вытеснения тампонажного раствора буровым за счет разности их плотности. Скорость движения тампонажного раствора в затрубное пространство достигает значительных величин и регулируется величиной открытия крана. Таким образом, цементировочные агрегаты при этом способе цементирования можно не применять. К недостаткам способа относятся: скопление в зоне башмака обсадной колонны недоброкачественного тампонажного раствора из-за наличия в нем кусков породы со стенок скважины и смешивания его с буровым раствором; сложность точного определения момента вхождения тампонажного раствора через башмак в обсадную колонну. В настоящие время этот способ цементирования усовершенствован. В частности момент окончания цементирования можно определять с помощью радиоактивных изотопов и другими приборами.

Цементирование под давлением применяют в большинстве случаев при неудачном первичном цементировании с целью ликвидации пластовых перетоков. Для этого небольшие порции нагнетают в каналы, образованные перетоками пластового флюида, или пустоты в кольцевом пространстве, оставшиеся не заполненными при первичном цементировании. При цементировании под давлением обычно применяют способ, предложенный Н.К. Байбаковым. Устье скважины оборудуют согласно рисунку 8.

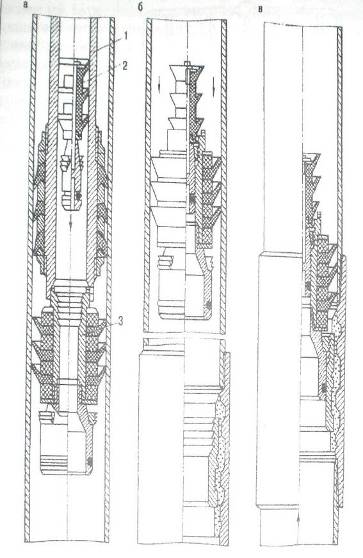


Рис.8. Составная цементировочная пробка для цементирования хвостовиков: 1 - бурильные трубы; 2 - верхняя часть пробки; 3 - нижняя часть пробки; а, б, в - этапы движения частей пробки

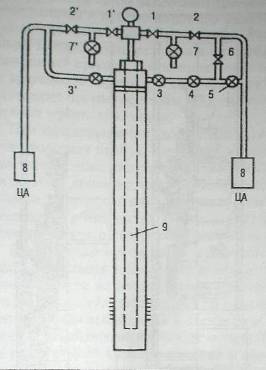


Рис.9. Схема обвязки для цементирования по способу Н.К. Байбакова: 1, 1', 2, 2'; 3, 3' 4, 5, 6, 7, 7' - задвижки (краны); 8 - цементировочные агрегаты; 9 - заливочные трубы

Для цементирования применяют два цементировочных агрегата. Цементирование осуществляют в следующем порядке. После испытания на поглощение и опрессовки обвязки оборудования начинают закачивать тампонажный раствор через задвижки 1,2, Г и *2\* Жидкость, заполняющая скважину, вытесняется и выходит через задвижки 3, 4 и 5. Задвижки 3, 6, 7 и 7' закрыты. Чтобы предотвратить закачивание тампонажного раствора в продуктивный пласт, задвижки 4 и 5 закрывают, когда по расчету тампонажный раствор не достигнет фильтра или интервала перфорации на высоту, занимаемую 1 м3 воды. С этого момента начинается продавливание тампонажного раствора. При этом давление продавливания может возрастать до значительных величин (иногда до 30 МПа). По окончании продавки тампонажный раствор вымывают при обратной циркуляции промывки. Воду закачивают через задвижки 6, 4, 3 и 3' а из скважины жидкость выходит по заливочным трубам и задвижкам 1, 1' 7 и 7' При этом задвижки 2, 2' и 5 закрыты. Давление в скважине сохраняют до начала схватывания тампонажного раствора, после чего его снижают и демонтируют оборудование.

После цементирования обсадных колонн производят *оценку качества крепления скважины.* Для этого производят скважинные геофизические исследования и колонны испытывают на герметичность. Наиболее часто применяют на этой стадии такие методы скважинной геофизики, как акустический, радиационный и термокаротаж, позволяющие определить высоту подъема тампонажных растворов, качество контактов цементного камня со стенками скважины и обсадными колоннами, фактическую плотность и наличие дефектов в цементном камне. Повторные замеры акустическим цементомером позволяют определить влияние на состояние контактов между обсадной колонной и цементным камнем воздействий. связанных с различными работами в колонне (опрессовка, перфорация и др.). После установленного времени ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) и выполнения геофизических работ обсадную колонну и скважину проверяют на герметичность. Испытания проводят двумя методами - опрессовкой давлением и снижением уровня жидкости. Для проверки всех обсадных колонн на прочность и герметичность опрессовкой их выдерживают под определенным внутренним давлением в течение 30 минут. При таких испытаниях обсадных колонн давление опрессовки должно на 10% превышать максимальное ожидаемое давление на устье при бурении, освоении и эксплуатации скважины.

Во всех случаях давление на устье при опрессовке должно быть не менее приводимых в таблице 1 значений.

Кондукторы и промежуточные колонны при установке на них противовыбросового оборудования опрессовывают дважды. Первая опрессовка проводится до разбуривания цементного стакана. Колонна при этом заполняется водой на глубину 20-25 м, считая от устья, остальная ее часть может быть также заполнена водой либо буровым раствором. Повторная опрессовка проводится после разбуривания цементного стакана и углубления скважины ниже башмака колонны на 1-3 м. При этом проверяют герметичность цементной оболочки за обсадной колонной.

**Таблица 1. Минимальные давления опрессовки обсадных колонн**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр колонны, мм | 377-426 | 273-351 | 219 -  245 | 178-194 | 168 | 141-146 | 114 -  127 |
| Давление  на устье, МПа | 5 | 6 | 7 | 7,5 | 9 | 10 | 12 |

Для опрессовки в скважину спускают бурильную колонну до забоя, закачивают порцию воды из расчета, чтобы вода поднялась выше башмака обсадной колонны на 10-20 м, затем закрывают превентор и на устье нагнетанием жидкости создают давление *Ру* = 1,05 *Ртах* где *Ртах -* ожидаемое максимальное внутреннее давление при закрытии превентора во время выброса.

Опрессовка эксплуатационных колонн проводится после проверки положения цементного стакана, а при необходимости после его разбуривания до установленной отметки. В скважинах с обсадными колоннами, зацементированными ступенчато или секциями, испытание на герметичность проводится до разбуривания цементного стакана верхней секции, а затем после разбуривания цементного стакана каждой следующей секции.

При опрессовке эксплуатационной колонны ее по всей длине заполняют водой. В скважинах, при опробовании и эксплуатации которых не ожидается избыточного давления на устье, эксплуатационные колонны проверяют на герметичность снижением уровня. После ремонтных цементирований и установки цементных мостов для испытания лежащих выше горизонтов эксплуатационные колонны также дополнительно проверяют понижением уровня жидкости в них.

В газовых и нефтяных скважинах с высоким давлением после монтажа колонной головки приустьевую часть эксплуатационных колонн и устьевое оборудование дополнительно опрессовывают газом. Испытание проводят с использованием компрессора, обеспечивающего необходимое давление. При отсутствии такого компрессора в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, промывают ее водой с одновременной аэрацией имеющимся компрессором. Этим же компрессором создают максимальное давление в пространстве между опущенными трубами и обсадной колонной, тем в трубы нагнетают воду до необходимого давления опрессовки. Для эксплуатационных колонн может быть проведено только одно испытание инертным газом.

Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность, если после замены раствора водой отсутствует перелив жидкости, выделение газа, а также, если давление за 30 мин снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания менее 7 МПа, а при давление испытания выше 7МПа - не более чем на 0,3 МПа. Наблюдение начинается через 5 мин после создания в колонне требуемого давления.

При удовлетворительном качестве крепления скважины производят *вторичное вскрытие пласта перфорацией,* если конструкцией скважины предусмотрен закрытый забой, и затем приступают к *вызову притока пластового флюида в скважину.* Вызов притока может быть совмещен со вторичным вскрытием пласта, когда оно проводится при превышении пластового давления над забойным, то есть на депрессии. Вскрытие пласта перфорацией и вызов притока пластового флюида может производиться не только при освоении скважины, но и при ее ремонте.

# Материалы для приготовления буровых и тампонажных растворов

Для придания буровому раствору определенных свойств и поддержания их в процессе бурения его обрабатывают химическими веществами-реагентами. В качестве реагентов используют каустическую соду NaOH, кальцинированную соду Na2C03, углещелочной реагент (УЩР), гексаметафосфат натрия (ГМФН), сульфитспиртовую барду (ССБ), конденсированную сульфитспиртовую барду (КССБ), натриевую карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), хлористый натрий NaCl, хлористый калий КСl, хлористый кальций СаС12, гашеную известь Са (ОН) 2, крахмал, жидкое стекло Na2Si03, графит, нитролигнин, хлорлигнин, полифенолы, гидролизованный полиакрилонитрин (гипан) и многие другие.

Основное сырье для производства цемента - известковые и глинистые породы (известняк, глина, глинистый сланец), а также другие минералы с высоким содержанием карбоната кальция. Сырьем также может служить песок, железная руда и др.

Сухие сырьевые материалы тонко измельчают и смешивают в определенных пропорциях. Химический состав сухой смеси определяют лабораторным путем и при необходимости корректируют. Эту смесь равномерно подают в верхнее отверстие вращающейся печи, расположенной наклонно к поверхности земли. Пока смесь медленно перемещается к нижней части печи, с помощью горящего жидкого топлива и порошкообразного угля поддерживают в печи температуру 1427-1538°С. При этих условиях в сырьевой смеси происходит химическая реакция, в результате которой образуется новый материал - клинкер. Размеры клинкера бывают различными - от пыли до гранул диаметром в несколько сантиметров. Затем клинкер направляют в воздушные охладители, где его подвергают закалке за счет быстрого охлаждения воздухом и отправляют на хранение.

После определенного периода хранения клинкер измельчают совместно с определенной добавкой гипса и других веществ, и получается новый материал, называемый портландцементом.

При приготовлении цементных растворов применяют также цементы иного состава и различные добавки, изменяющие скорость затвердевания раствора и его плотность. В таблице 8 приведены области применения различных тампонажных цементов.

# Рецептура буровых и тампонажных растворов, их основные параметры, приборы контроля параметров

На всех этапах сооружения и ремонта нефтегазовой скважины применяются различные материалы. Некоторые из материалов должны иметь строго регламентируемые свойства для безаварийной проводки скважины. К таким материалам относятся, прежде всего, буровые растворы, в более широком смысле называемые промывочными жидкостями, и их компоненты, и цементные, в более широком смысле тампонажные, растворы, используемые для крепления обсадных колонн.

*Состав промывочной жидкости,* обеспечивающей эффективность процесса бурения скважин, определяется:

1) геологическим строением района работ;

2) техническими условиями бурения;

3) требованиями к охране окружающей среды;

4) особенностями организации промывочного хозяйства.

Как правило, промывочная жидкость - это глинистый раствор, но применяют и безглинистые буровые растворы.

По влиянию на структуру и вязкость буровых растворов все реагенты можно разделить на три группы: стабилизирующие, структурообразующие и пептизирующие. Углещелочной реагент (УЩР) и торфощелочной реагент (ТЩР) широко применяются для обработки растворов с целью снижения водоотдачи, вязкости, статического напряжения сдвига (СНС) и повышения стабильности. Эти реагенты являются натриевыми солями гуминовых кислот, растворимых в воде. Их можно получить непосредственно на буровой из бурого угля или торфа путем воздействия на них каустической содой. Для этого в определенном лабораторным путем соотношении помещают в глиномешалку дробленый бурый уголь или торф и каустическую соду, добавляют воду, проводят тщательное их перемешивание. Через некоторое время (порядка суток) основная масса растворимых гуминовых кислот перейдет в раствор и прореагирует с каустической содой.

В 1962 г. начато изготовление и применение сухих углещелочных реагентов, полученных аналогичным образом в заводских условиях. Их использование упрощается до простого введения непосредственно в циркулирующую систему или глиномешалку определенного количества реагента.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) является отходом целлюлоз но-бумажного производства и применяется для снижения вязкости, водоотдачи и толщины образуемой глинистой корки.

Эффективным и удобным в транспортировании является конденсированная сульфит-спиртовая барда КССБ, применяемая также для регулирования вязкости, водоотдачи и СНС.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) является наиболее эффективным реагентом для стабилизации и снижения вязкости буровых растворов, особенно в условиях воздействия агрессивных высокоминерализованных сред (разбуривание пластов солей, внедрение в раствор рассолов, использование сильно минерализованных растворов).

*Схема влияния основных химических реагентов,* применяемых для обработки буровых растворов, на их свойства, разработанная во Всесоюзном научно-исследовательском институте буровой техники (ВНИИБТ), представлена на рисунке 110.

В условиях высоких температур (на забое глубоких скважин температура окружающих пород может достигать 200°С и более) влияние многих реагентов на параметры раствора снижается. Наиболее устойчивы к температурным воздействиям сульфоэфиры, целлюлоза, КМЦ. Однако стабилизирующее воздействие последней в условиях высоких температур снижается, и ее добавки требуются в больших количествах. Термостойкими реагентами являются УЩРи КССБ, но их применение ограничено пресными растворами. Наибольшую термостойкость растворам придает гипан (гидролизованный полиакрилонитрин), созданный на основе водорастворимых полимеров. Для снижения вязкости при высоких температурах используют соли хроматной кислоты (хроматы и бихроматы калия и натрия). Они наиболее эффективны при температуре более 100°С, когда другие реагенты для снижения вязкости неэффективны.

Регулирование разности пластового и гидростатического давления в системе "скважина-пласт" осуществляется регулированием плотности промывочных жидкостей. Для снижения плотности ниже 1 г/смз используют аэрацию промывочных жидкостей, а для повышения их плотности применяют утяжелители.

Для утяжеления промывочной жидкости в зависимости отвели чины ее плотности, которую требуется получить, использую раз личные материалы. Использование малоколлоидных глин в качестве наполнителей раствора позволяет увеличить его плотность на 0,2-0,3 г/смз. Применение молотого мергеля, мела и известняка способствует увеличению плотности 0,3-0,5 г/см3.

Достижение больших величин плотности бурового раствора возможно при использовании барита, гематита и магнетита.

Барит BaS04 - белый порошок, получаемый из минерального барита или химических отходов. Его плотность колеблется в пределах от 3,5 до 4,2 г/смз. Баритовый утяжелитель менее абразивен, хорошо адсорбируется глинистыми минералами. При его применении можно получить стабильные буровые растворы с плотностью до 2,0-2,5 г/см3.

Гематит и магнетит являются продуктами измельчения соответствующих руд, имеют плотность в пределах 3,8-4,7 г/см3. При использовании в качестве утяжелителя отличаются повышенным абразивным воздействием.

В процессе проводки скважин в буровой раствор поступают разрушенная порода (шлам) и пластовая жидкость. Указанные компоненты влияют на свойства бурового раствора. Например, при разбуривании пластов глин в буровой раствор поступает большое количество глинистых минералов, способных диспергировать и увеличивать вязкость и СНС растворов. Пластовые воды могут быть сильно минерализованы и вызывать коагуляцию бурового раствора.

Для поддержания параметров бурового раствора в требуемых пределах применяют его физико-химическую обработку. Существует два варианта обработки. Первый заключается в разбавлении бурового раствора водой при увеличении его вязкости и СНС. При этом увеличиваются водоотдача и толщина глинистой корки. Для поддержания этих параметров раствор обрабатывают реагентами, снижающими водоотдачу, а плотность раствора регулируют добавлением утяжелителей. Такой вариант прост, но требует большого расхода реагентов и утяжелителя и приводит к наработке излишнего объема раствора. Второй вариант включает механическое удаление шлама и излишков диспергированных частиц твердой фазы с последующей обработкой химическими реагентами и добавлением или регенерацией утяжелителя. Во втором случае объем раствора не увеличивается и резко сокращается расход реагентов и утяжелителя.

*Цементный раствор,* применяемый для крепления скважин, выполняет следующие функции:

1) разобщение (исключается сообщение) проницаемых горизонтов в скважине;

2) обеспечение механической опоры для обсадной колонны;

3) защита обсадной колонны от коррозии сульфатсодержащими пластовыми водами;

4) укрепление и создание опоры для стенок скважины (совместно с обсадной колонной) для предотвращения обвала пород.

Кроме расходных материалов, при строительстве скважины используют различные конструкционные материалы. Часть этих материалов используют в виде изделий заводского изготовления, а часть применяется при сооружении различных устройств на месте проведения буровых работ и ремонте оборудования. Сюда относятся металлы, пластические массы, древесные материалы, железобетон.

**Таблица 2. Рекомендуемые области применения тампонажных цементов**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Признаки | | | | | | |
| *Состав цемента* | *По температуре применения* | *По средней*  *плотности*  *цементного теста* | | | *По устойчи-*  *вости к воздействию агрессивных ппастовых вод* | *По объем-*  *ным дефор-*  *мациям при схватывании* |
| Тампонажные цементы на основе портландцементного клинкера | | | | | | |
| бездобавочные | Для нормальных и умеренных температур | | Нормальное | | Требования не предъявляются | Требования не предъявляются |
| с минеральными добавками | То же | | Облегченное, нормальное и утяжеленное | | Устойчивы к сульфатным пластовым водам | Тоже |
| со специальными добавками | Для низких, нормальных и повышенных температур | | | Нормальное | То же, при введении соответствующих специальных добавок | Тоже |
| с минеральными и специальными добавками | Для низких,  нормальных,  повышенных  и умеренно  высоких  температур | | Облегченное, нормальное, утяжеленное | | Устойчивы к сульфатным пластовым водам и другим видам агрессии | Требования не предъявляются; расширяющиеся безусадочные |
| Тампонажные цементы на основе глиноземистого цемента | Для низких и нормальных температур | | Облегченное, нормальное | | Требования не предъявляются | Расширяющиеся безусадочные |
| Цементы бесклинкерные | Для повышенных, высоких, сверхвысоких и циклически меняющихся температур | | Облегченное, нормальное и утяжеленное | | Устойчивы к сульфатным пластовым водам | Требования не предъявляются |

# Основы вскрытия и испытания продуктивных пластов

Вторичное вскрытие проводят различными методами. Применяют пулевую, торпедную, кумулятивную, гидропескоструйную, гидромеханическую, механическую и химическую перфорации. Наибольшее применение получило вторичное *вскрытие пласта кумулятивной перфорацией.* Кумулятивные перфораторы обеспечивают наибольшее проникновение перфорационного канала в пласт и просты в использовании. Лучшие кумулятивные перфораторы позволяют получить каналы длиной 1,3 метра. Для кумулятивной перфорации используют корпусные и бескорпусные перфораторы. В безкорпусных перфораторах кумулятивные заряды закрыты герметичной оболочкой и спускаются в скважину в виде гирлянды на стальной ленте (рис.10, а). В корпусных перфораторах кумулятивные заряды монтируют в металлическом корпусе однократного или многократного применения. На рисунке 9 (б) изображен корпусный кумулятивный перфоратор многократного использования. Спуск перфоратора в интервал вторичного вскрытия пласта производят на колонне труб НКТ или на канат-кабеле. В последнем случае перфоратор спускают либо непосредственно через обсадную колонну, либо через колонну труб НКТ. Существуют два основных способа вторичного вскрытия - на репрессии, когда забойное давление превышает пластовое, и на депрессии, при забойном давлении меньше пластового. Вторичное вскрытие на депрессии производят с использованием герметизирующего устьевого оборудования.

После вторичного вскрытия продуктивного пласта перфорацией приступают к вызову притока флюида из него, если эти операции не были совмещены. В основе всех способов вызова притока лежат *три технологических приема создания депрессии* на продуктивный пласт:

уменьшение плотности жидкости в скважине;

снижение уровня жидкости в скважине;

снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Всего известно более 20 способов вызова притока, в которых использованы перечисленные технологические приемы создания депрессии на продуктивный пласт. Из них наиболее часто применяемыми являются следующие три.

*Вызов притока путем замещения жидкости в эксплуатационной колонне.* На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой. В скважину спущены НКТ до уровня перфорационных отверстий. Затрубное пространство обвязано с насосным агрегатом. В затрубное пространство закачивают жидкость меньшей плотности, которая создает гидростатическое давление меньше пластового. Жидкость из НКТ сливается в сборную емкость. Когда жидкость меньшей плотности достигает забоя, начинают снижать подачу насосного агрегата, снижая гидродинамическую составляющую давления на пласт. При возникновении депрессии на пласт пластовый флюид начинает поступать в скважину, изливаясь через НКТ в сборную емкость. Величину депрессии регулируют плотностью легкой жидкости, а противодавление на пласт подачей насосного агрегата и диаметром НКТ, так как гидродинамические потери в колонне НКТ, приложенные к забою скважины, зависят от ее внутреннего диаметра и от скорости потока в ней жидкости освоения. Этот способ применяют обычно в скважинах с АВПД.

*Вызов притока из пласта заменой жидкости в скважине на двухфазную пену.* Данный способ является развитием метода аэрации жидкости освоения. Технология здесь отличается только тем, что в жидкость освоения добавляют поверхностно-активное вещество, например сульфанол в количестве 0,1-0,3%. На выходе аэратора получается достаточно стабильная пена, плотность которой легко регулируется соотношением газа и жидкости в пределах 200+800 кг/м3. В этом способе после достижения требуемой депрессии циркуляцию прекращают на 2-3 часа в ожидании притока пластового флюида. Если притока нет, циркуляцию останавливают. Имеется разновидность этого метода, в котором вместо аэратора используют эжектор. Применение эжектора позволяет использовать для нагнетания газа компрессор среднего давления, так как сам эжектор является струйным насосом, работающим за счет энергии струи жидкости освоения. На рисунке 85 приведена схема обвязки устья скважины при вызове притока газированными жидкостями и двухфазными пенами.

*Вызовов притока за счет снижения уровня поршневанием (свабированием*). На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой, оснащенная лубрикатором, представляющим собой трубу, монтируемую через задвижку в верхней части фонтанной елки. В верхней части этой трубы имеется герметизирующий ввод для канат-кабеля. Уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального, спущенного в НКТ через лубрикатор, поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении - при спуске его в скважину Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором. Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате при помощи лебедки подъемного агрегата на 100-500 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения пластового флюида. После получения притока сваб выводят из НКТ в лубрикатор.

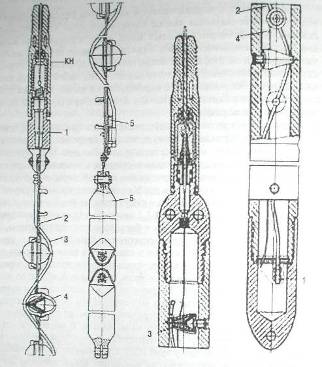


Рис.10. Кумулятивные перфораторы: а - ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105: КН - кабельный наконечник; 1 - головка перфоратора; 2 - стальная лента; 3 - шнур; 4 - заряд; 5 - взрывной патрон; 6 - груз; б - корпусный кумулятивный перфоратор ПК105ДУ: 1 - взрывной патрон; 2 - шнур; 3 - заряд; 4 - электропровод

В процессе проводки, освоения и ремонта скважины возможны осложнения *и аварии,* вызванные как технологическими, так и геологическими факторами. В связи с этим буровые предприятия должны уже на стадии проектирования строительства скважины или куста скважин разрабатывать совместно с проектными организациями меры по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений,

# Контрольно-измерительные приборы и аппаратуры

Безаварийная проводка скважины, ее освоение и ремонт в значительной степени определяется достоверностью и полнотой информации о текущих параметрах, как процесса бурения, освоения, ремонта, так и оборудования буровой установки, ремонтно-бурового и подъемного агрегатов. Одним из наиболее важных параметров, контролируемых на буровой установке, ремонтно-буровом и подъемном агрегате, является нагрузка на крюке. Она измеряется либо гидравлическим индикатором веса, либо с помощью электронного (тензометрического) датчика веса.

Современный *гидравлический индикатор веса* изображен на рисунке 106.

Он предназначен для измерения и регистрации усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении и капитальном ремонте скважин. Величина натяжения талевого каната пропорциональна весу на крюке. Индикатор состоит из (справа налево) трансформатора давления ТД, который преобразует натяжение каната в давление гидравлической жидкости, самопишущего манометра, показывающего манометра и пресс-бачка (гидроциндр одностороннего действия с винтовой подачей поршня) для нагнетания гидравлической жидкости при настройке индикатора. Все эти составляющие индикатора веса обвязаны между собой гибким медным капилляром. Гидравлическую систему индикатора заполняют полиметилсилоксановыми жидкостями ПМС-5; ПМС-6; ПМС-10 гост 13032-77. Трансформаторы давления выпускают на талевые канаты диаметрами от 15 до 38 мм и величину натяжения от 60 до 320 кН. В гидросистему гидравлического индикатора веса включают также сигнализирующий манометр, электрический сигнал с которого поступает на систему блокировки буровой лебедки при превышении максимально допустимой нагрузки на крюке. В последнее время гидравлические индикаторы веса стали вытесняться электронными индикаторами веса, у которых вместо трансформатора давления установлен тензорезистивный датчик натяжения неподвижной ветви талевого каната, который формирует электрический сигнал, пропорциональный весу на крюке. Электрический сигнал с датчика поступает на первичный преобразователь сигнала и далее на электронное табло. Применение электронных индикаторов веса позволяет легко выделять из веса на крюке сигнал пропорциональный нагрузке на долото, которая является важнейшим параметром режима бурения. Электронный способ регистрации веса на крюке в первую очередь применяют в компьютерных информационно-измерительных системах новейших буровых установок.

Для измерения давления на различных участках манифольда и противовыбросового оборудования буровых установок используют *манометры с поршневыми средоразделителями,* отделяющими буровой раствор от гидравлической жидкости в манометре. Измерение расхода бурового раствора на входе в бурильную колонну производят наиболее точно с помощью электромагнитных датчиков расхода или по числу двойных ходов буровых насосов. В *электромагнитном датчике расхода* буровой раствор протекает через участок специального созданного поперечного магнитного поля.



Рис.11. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 М2

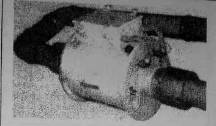


Рис.12. Электромагнитный датчик расхода

В результате этого на двух электродах, расположенных ортогонально как к магнитному полю, так и к потоку бурового раствора, возникает разность электрических потенциалов, пропорциональная расходу. Внешний вид электромагнитного датчика расхода приведен на рисунке 107.

*Число двойных ходов* бурового насоса фиксируется электромагнитным счетчиком перемещений. Для этого на штоке насоса закрепляют либо металлический флажок, либо постоянный магнит, которые, пересекая катушку датчика, формируют на ней импульсный сигнал. Импульсный сигнал приводится к необходимому виду в первичном преобразователе сигнала и затем подается на счетчик импульсов. Частота следования импульсов равна числу двойных ходов насоса.

*Расход бурового раствора на выходе из скважины,* в желобной системе, измерять электромагнитным расходомером нельзя, из-за постоянно меняющегося сечения струи. Для оценки расхода на выходе используют датчик, реагирующий на уровень и линейную скорость потока бурового раствора, в качестве которого наиболее часто применяют датчик с резистивным или электромагнитным измерителем угла отклонения лопатки, погруженной в текущий по желобу раствор.

*Глубину погружения бурильной колонны* в скважину определяют по измерению полного угла поворота барабана лебедки. Для этого используют передачу вращения от барабана лебедки на вал датчика с помощью клинового ремня или датчик устанавливают между шпинделем вертлюжка и одним из валов лебедки. Вращение вала датчика контролируется обычно оптическими методами. Сигналы с датчика обрабатываются микроконтроллером и поступают далее на электронное табло.

*Уровень раствора в емкостях* циркуляционной системы измеряют поплавковыми датчиками и ультразвуковыми Уровнемерами. В первом случае (рис.108) поплавок через штангу соединен с движком переменного резистора, который и выдает сигнал, пропорциональный уровню бурового раствора. Во втором случае уровень определяется по времени прихода отраженного от поверхности бурового раствора импульсного акустического сигнала.

*Плотность бурового раствора* может быть эпизодически измерена ареометром. Ареометр представляет из себя груз определенной средней плотности с измерительной линейкой, который погружается на глубину, зависящую от плотности бурового раствора. Другой разновидностью ареометра является герметичная емкость фиксированного объема с измерительной линейкой. Емкость заполняют раствором и погружают в воду. Глубина погружения пропорциональна плотности раствора.

Датчики непрерывного контроля плотности имеют тензорезистивные преобразователи натяжения нити, удерживающие погруженный в буровой раствор груз. Используется также мембранные тип датчика плотности бурового раствора, у которого тонкая мембрана с нанесенным на нее тензорезистором отделяет буровой раствор от заполненной газом камеры. Деформация мембраны, пропорциональная плотности бурового раствора, меняет измеряемое сопротивление тензорезистора.

Имеется также комбинированный датчик плотности и глубины раствора в емкостях. В связи с тем, что с ростом глубины погружения в буровой раствор давление растет, а темп роста давления определяется плотностью раствора, имея два мембранных датчика плотности с фиксированной разностью глубины погружения, можно по измеренным давлениям на двух разных глубинах погружения вычислить и плотность раствора, и его уровень в емкостях:

*р* = (*P2-P1) / (g.**h); h= (P****.****h) / (P2 - P1) + h1*



где *Р2 -* давление на уровне нижнего датчика; *P1 -* давление на уровне верхнего датчика; *h* - расстояние между датчиками по вертикали; *h1 -* расстояние от дна емкости до верхнего датчика по вертикали; *g -* ускорение свободного падения.



*Момент на роторе* буровых установок измеряют с помощью тензорезистивных датчиков, устанавливаемых на элементах привода ротора. Реактивный момент на роторе, при бурении турбобуром, измеряется датчиком с тензорезистивным преобразователем, устанавливаемым между корпусом и столом ротора (рис.109). В компьютерных информационно-измерительных системах буровых установок применяют и другие датчики технологического контроля.

В новейших буровых установках Волгоградского завода буровой техники использована компьютерная информационно-измерительная система СГТ-Микро, а объединение "Уралмаш" использует в своих современных буровых установках компьютерные информационно-измерительные системы КУБ-01 и СГТ-Микро. Для контроля электрических параметров электрооборудования буровой установки применяют измерители тока - амперметры, измерители напряжения - вольтметры, измерители потребляемой мощности - ваттметры, измерители расхода электрической энергии - электрические счетчики.

# Профилактика и ремонт бурового оборудования

Системой технического обслуживания и ремонта предусмотрено:

техническое обслуживание оборудования (ТО);

текущий ремонт (ТР);

капитальный ремонт (КР).

***Техническое обслуживание (ТО)***

ТО осуществляется для предупреждения прогрессирующего износа деталей и сопряжений путем своевременного проведения регулировочных работ, смазки, выявления возникающих дефектов и их устранения.

В ТО входит контроль технического состояния, очистка, смазка, замена отдельных составляющих частей или их регулировка в целях предупреждения повреждений, а также часть работ по устранению повреждений.

ТО выполняется согласно требованиям инструкций по эксплуатации оборудования в плановом порядке и, по возможности, во время технологического простоя оборудования. Контроль осуществляет отдел главного механика. ТО подразделяется на два вида:

ежедневное техническое обслуживание;

периодическое техническое обслуживание, выполняемое после отработки машиной определенного количества часов или дней.

Периодическое техническое обслуживание оборудования на объектах, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, проводится силами отдела главного механика.

Ежедневное и периодическое техническое обслуживание оборудования на объектах, имеющих обслуживающий персонал, проводится силами этого персонала.

Комплекс работ при ТО:

очистка оборудования;

проверка болтовых соединений, при необходимости замена

шплинтов и других элементов стопорения;

проверка соответствия показаний приборов измеряемым вели чинам и регулировка контрольно-измерительных приборов и аппаратуры

проверка надежности работы пусковых и тормозных устройств;

проверка натяжения ремней, цепей и тросов;

проверка действия пневматических и гидравлических систем-

проверка состояния щитов ограждения, предохранительных клапанов;

проверка состояния смазочных систем;

замена быстроизнашивающихся деталей;

смена смазки в соответствии с картой смазки.

***Текущий ремонт (ТР)***

ТР осуществляется в процессе эксплуатации для гарантированного обеспечения работоспособности оборудования.

При ТР производится частичная разборка оборудования, ремонт отдельных узлов или замена изношенных деталей, сборка, регулировка и испытание согласно инструкции по эксплуатации.

Узлы оборудования, требующие ремонта, заменяются заранее отремонтированными или новыми.

ТР на месте эксплуатации осуществляется силами отдела главного механика, при необходимости привлекается обслуживающий персонал.

ТР предусматривается в нормативной документации и осуществляется в плановом порядке.

Комплекс работ при текущем ремонте бурового оборудования:

***Буровые лебедки***

мойка, очистка от грязи, частичная разборка лебедки\*;

проверка состояния шпоночных соединений цепных колес и муфт;

проверка состояния, ремонт или замена изношенных ремней;

замена изношенных колодок тормозных лент и шинно-пневматических муфт (ШПМ);

замена ШПМ при наличии износа и надрывов;

замена тормозных лент при наличии трещин, износа ушек ленты;

проверка состояния, замена коленчатого вала тормоза, балансира, оси балансира, натяжных винтов, тормозного рычага при наличии трещин, погнутости, отколов; ремонт пневматического тормозного цилиндра;

зачистка наплывов на поверхности кулачков и звездочек;

проверка состояния, замена или ремонт уплотнений трубопроводов и кранов, проверка герметичности соединений гидравлического тормоза, замена гидравлического или электрического тормоза;

проверка, регулировка фрикционной катушки. Замена тормозных лент катушки при наличии износа накладки, трещин замена катушки;

проверка состояния, замена втулок цепных колес, кулачковых муфт, цепных колес при наличии износа, трещин, отколов;

замена тормозных шкивов при наличии износа выше допустимого или трещин любого характера и расположения;

замена трансмиссионного, промежуточного, подъемного валов в сборе, трансмиссии ротора при наличии изгибов, трещин, неисправности катушки, муфт, цепных колес и т.д.;

проверка исправности пневматической системы, замена или ремонт кранов управления, вертлюжков, разрядников, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, трещин, погнутости, перегнутых и сплющенных мест; опрессовка пневматической системы;

проверка исправности, ремонт кранов противозатаскивателя талевого блока;

ремонт щитов ограждения, устранение погнутости рамы, трещин в сварных швах;

регулировка натяжения тормозных лент тормозной системы, замена пружин тяг управления;

\* Производится перед ремонтом любого бурового оборудования.

замена изношенных манжет, прокладок;

проверка, крепление всех болтовых соединений;

смазка узлов лебедки в строгом соответствии с картой смазки;

сборка лебедки, обкатка на холостом ходу;

Буровые насосы

частичная разборка насосов;

замена быстроизнашивающихся деталей: цилиндровых втулок, поршней, штоков, клапанов;

замена изношенных уплотнительных манжет цилиндровых крышек, уплотнений штоков, цилиндровых втулок и надставки штока, клапанных крышек;

проверка состояния крепления надставок штоков. Замена изношенных надставок штоков;

замена или регулировка направляющих и накладок крейцкопфа;

замена изношенных втулок малой головки шатуна;

замена подшипников скольжения и качения, регулировка осевого зазора подшипников качения, регулировка натяга подшипников кривошипного и шатунного валов;

замена изношенных корпусов, сальников, узлов надставки штока;

замена цилиндровых и клапанных крышек при наличии промыва, трещин;

замена или ремонт гидравлических коробок при наличии промыва;

проверка состояния, при необходимости замена резиновых баллонов, заполнение воздухом блока пневматического компенсатора;

проверка состояния, замена предохранительного клапана;

проверка крепления приводного шкива. Регулировка натяжения клиновых ремней;

проверка крепления, ремонт ограждений и защитных кожухов;

замена крепежных и стопорных деталей;

смазка подшипников, заполнение камер и ванны маслом в строгом соответствии с картой смазки;

сборка насоса, обкатка на холостом ходу, испытание гидравлической части насоса совместно с манифольдом под давлением.

***Трансмиссия насосов***

проверка и подтяжка всех болтовых соединений;

замена изношенных колодок и ШПМ;

замена или ремонт кулачковых муфт, шкивов, звездочек, ступиц, планшайб, валов, вилки и рычага переключения передач, шестерен для поворота эксцентриковых стаканов, стаканов и крышек подшипников при наличии износа, трещин, вмятин и т.д.;

проверка состояния подшипников скольжения и качения, шпоночных соединений, системы переключения. Замена изношенных подшипников;

проверка состояния пневматической системы. Замена или ремонт вертлюжков, разрядников, кранов управления, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, трещин;

замена или ремонт масляного насоса, разбрызгивателей масла, манометра;

замена изношенных элементов уплотнения;

проверка состояния, ремонт или замена изношенных цепей

ремонт рамы, ограждений, кожухов при наличии погнутости, трещин, вмятин;

замена изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей;

замена смазки в соответствии с картой смазки;

сборка, опробование, обкатка трансмиссии.

***Роторы***

частичная разборка ротора;

проверка состояния зубчатого зацепления, подшипников (быстроходный вал должен проворачиваться без заеданий и толчков);

проверка и устранение осевого перемещения цепного колеса при помощи регулировочных прокладок;

проверка правильности сборки вкладышей и зажимов (поверхность вкладышей не должна выступать над поверхностью стола более чем на 2 мм). При необходимости замена вкладышей, зажимов, цепного колеса;

проверка состояния и при необходимости замена заделок вкладышей;

проверка надежности застопоривания стола при любом направлении вращения. Замена стопора при наличии отколов и износа;

проверка состояния сальниковых уплотнений и манжет, замена при необходимости;

проверка состояния, ремонт или замена изношенных цепей;

проверка состояния, замена деталей карданного вала при наличии износа, погнутости и т.п.;

ремонт предохранительного кожуха;

проверка состояния, замена изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей;

смазка и замена масла в соответствии с картой смазки;

сборка и проверка легкости вращения вала и стола ротора путем

проворачивания вала.

***Пневматические клиновые захваты***

частичная разборка пневматического клинового захвата;

проверка состояния, замена плашек или клиньев, подвесок клиньев при наличии износа, трещин, погнутости и т.д.,

проверка, крепление центраторов, при необходимости замена-

проверка состояния и замена роликов рычага подъема клиньев и осей цилиндра при наличии износа, погнутости;

проверка состояния, замена направляющих планок при наличии износа;

проверка герметичности пневмосистемы. Замена или ремонт трубопроводов, резинотканевых рукавов, крана управления при наличии износа, трещин, перегнутых и сплющенных мест;

проверка состояния, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;

замена смазки согласно карте смазки;

сборка механизма, проверка работы.

***Силовые агрегаты***

слив жидкости из системы охлаждения, масла из системы смазки и рабочей жидкости турботрансформатора;

частичная разборка двигателя, турботрансформатора, соединительной муфты;

проверка состояния, ремонт или замена изношенных деталей турботрансформатора;

проверка состояния, замена изношенных пальцев, затяжка конических колец, пробки соединительной муфты;

проверка состояния, ремонт или замена маслонасосов, ручного подкачивающего насоса, фильтров, радиаторов, предохранительного и регулирующего клапанов, термометра, манометра,

маслопроводов, резинотканевых рукавов системы при наличии износа, трещин, перегнутых, сплющенных мест и т.д.;

проверка состояния, ремонт или замена водяного насоса, паровоздушного клапана, водоподогревателя, термометра, вентилятора, уплотнительных элементов, трубопроводов, кранов системы охлаждения при наличии износа, трещин, перегнутых и сплющенных мест и т.д.;

проверка состояния, ремонт или замена фильтров, топливного насоса, коллектора, топливопроводов, элементов уплотнения, механизма управления топливным насосом топливной системы при наличии износа, трещин и т.д.

замена изношенного диска муфты, привода зарядного генератора, электропроводки, ремонт стартера и фрикционной муфты стартера;

ремонт выхлопных коллекторов, замена или ремонт воздухоочистителей;

ремонт кожуха агрегата, соединительной муфты, ограждения вентилятора;

проверка состояния, ремонт масляной емкости и емкости рабочей жидкости турботрансформатора;

замена изношенных и поврежденных стопорных деталей;

замена смазки и рабочей жидкости турботрансформатора в строгом соответствии с инструкциями по эксплуатации;

сборка агрегата, испытание.

***Кронблоки***

проверка профиля канавки шкивов шаблоном (износ не должен превышать 5 мм);

проверка состояния, ремонт защитных кожухов;

проверка состояния подшипников;

проверка состояния подкронблочной рамы;

проверка состояния вспомогательного блока;

проверка, замена крепежных деталей при обнаружении трещин, вмятин;

замена смазки в соответствии с картой смазки;

проверка легкости вращения шкивов кронблока.

***Талевые блоки***

частичная разборка талевого блока;

проверка профиля канавок шкивов шаблоном. Износ не должен превышать 5 мм;

зачистка наплывов на поверхности контактов серьги со штропом крюка;

проверка состояния, замена пальцев, соединяющих предохранительный кожух с кронштейном щек;

проверка крепления гаек оси шкивов и оси подвесок, пальцев крепления серьги;

правка поверхности и заварка трещин в сварных швах верхней серьги и предохранительного кожуха;

замена крепежных и стопорных деталей при наличии вмятин, трещин, погнутостей и т.д.;

смазка подшипников и осей согласно карте смазки; - проверка легкости вращения шкивов талевого блока;

***Подъемные крюки***

частичная разборка крюка;

проверка крепления блоков защитных скоб, зачистка наплывов на поверхностях контакта со штропами;

зачистка наплывов на подушке зева крюка в месте контакта со штропом вертлюга;

проверка работы, замена или ремонт стопора защелки зева крюка, стопора против проворачивания ствола крюка;

проверка состояния и крепления ствола крюка;

проверка зазора между стопорной планкой и гайкой. Зазор дол - жен быть не более 2-3 мм;

проверка состояния пиропов, осей для соединения корпуса со штропом, оси для соединения крюка со стволом;

замена крепежных и стопорных деталей при наличии трещин, вмятин, износа;

смазка крюка в соответствии с картой смазки;

сборка, проверка легкости вращения крюка вокруг вертикальной оси;

Для *крюкоблоков* дополнительно:

проверка состояния осей, соединяющих талевый блок с крюком;

проверка состояния щек;

проверка состояния сварных швов;

замена смазки в соответствии с картой смазки;

сборка крюкоблока, проверка легкости вращения шкивов и крюка вокруг вертикальной оси.

***Вертлюги***

частичная разборка вертлюга;

замена грязевой трубы и отвода при наличии промыва стенок, трещин, отколов и т.д.;

замена изношенных уплотнений грязевого и масляного сальников, прокладки между грязевой трубой и отводом;

замена нажимной гайки, грундбуксы, втулок и колец грязевого и масляного сальников, контргайки при наличии износа;

регулировка основного и упорного подшипников посредством нажимной гайки;

проверка состояния, замена крепежных и стопорных деталей при наличии износа, трещин, вмятин;

смазка пальцев штропа, сальников, заполнение, маслом масляной ванны в соответствии с картой смазки;

сборка, испытание вертлюга под давлением;

***Коробки перемены передач (КПП)***

частичная разборка КПП;

замена изношенных ШПМ и колодок ШПМ;

проверка состояния подшипников, шпоночных соединений, системы переключения скоростей, замена изношенных втулок и подшипников качения, регулировка осевого зазора подшипников качения;

замена или ремонт валов, вилки и рычага переключения скоростей, кулачковых муфт, цепных колес, цепей, планшайб, ступиц, шкивов, стаканов и крышек при наличии износа, трещин, отколов и т.д.;

замена изношенных уплотнительных элементов;

проверка состояния пневматической системы, замена или ремонт вертлюжков, разрядников, кранов, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, трещин, перегнутых и сплющенных мест;

проверка состояния, замена или ремонт маслонасоса, разбрызгивателей, манометра при наличии износа, трещин и т.д.;

проверка состояния, замена крепежных и стопорных деталей;

замена смазки согласно карте смазки;

сборка, регулировка и проверка легкости работы КПП и системы переключения скоростей.

***Редукторы***

частичная разборка редуктора;

проверка состояния, замена изношенных ШПМ и колодок **ШПМ;**

проверка состояния, ремонт или замена изношенных цепей,

замена или ремонт ступиц, звездочек, планшайб, резиновых пальцев муфты, валов, вилки и рычага переключения мощности при наличии износа, трещин, отколов и погнутости,

проверка состояния, замена изношенных подшипников. Регулировка осевого зазора подшипников качения;

проверка состояния, замена узла аварийного привода при наличии износа, трещин и т.д.;

проверка состояния пневматической системы, замена или ремонт вертлюжков, разрядников, трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии износа, отколов, перегнутых и сплющенных мест;

проверка состояния, замена или ремонт маслонасоса, фильтров маслопровода, разбрызгивателей масла, манометра при наличии износа, трещин и т.д.;

ремонт защитных кожухов;

проверка состояния и замена крепежных и стопорных деталей-

замена смазки в соответствии с картой смазки редуктора;

сборка, регулировка, проверка легкости работы редуктора путем проворачивания вала.

***Автоматические буровые ключи***

частичная разборка ключа;

проверка состояния и замена сухарей, вкладышей, челюстей, упоров, челюстодержателей, деталей храпового устройства, пружин, среднего шарикового фиксатора, направляющих вкладышей каретки, опорных шайб и роликов, ведущих пальцев, бойков, штока совмещения, осей роликов и шестерен, разрезной шестерни, подпоров, плавающего корпуса трубозажимного устройства, блока цилиндров при наличии износа, трещин, вмятин и погнутости;

замена или ремонт пневматического двигателя при наличии износа, трещин, отводов и заеданий;

проверка и регулировка дросселирующих вставок и воздушных амортизаторов цилиндра подвода-отвода;

замена или ремонт подставки;

замена или ремонт кранов управления, замена трубопроводов, резинотканевых рукавов при наличии сплющенных и перегнутых мест, проверка герметичности пневмосистемы;

замена изношенных прокладок и уплотнений;

замена или ремонт изношенных и поврежденных крепежных и

стопорных деталей, защитных кожухов;

замена смазки согласно карте смазки;

проверка состояния и ремонт колонны и основания ключа;

сборка, регулировка, опробование ключа.

***Механизмы по автоматизации спуско-подъемных операции***

частичная разборка механизмов: направляющих канатов центратора, подвижного центратора, магазина для свечей, механизма захвата свечей, механизма расстановки свечей подсвечника, механизма подъема свечей, автоматического элеватора, пульта управления, механизма смазки свечей;

проверка состояния направляющих канатов центратора при необходимости замена или ремонт амортизаторов, кронштейнов"

канатов, тяг с хомутами, предохранительных звеньев и крепежных деталей;

проверка состояния подвижного центратора, при необходимости замена или ремонт направляющих роликов, кулачков осей шарнирных соединений, головки, кронштейнов, крепежных и стопорных деталей, подшипников;

проверка состояния магазина для свечей, ремонт правого и левого магазинов при наличии трещин и погнутости, замена изношенных страховых канатов, крепежных деталей;

проверка состояния механизма для захвата свечи, замена изношенных деталей - направляющей планки, копира, головки, роликов и их осей, скобы или деталей скобы, крепежных и стопорных деталей;

проверка состояния механизма расстановки свечей, полатей, замена или ремонт изношенных подшипников, осей, катков, роликов тележки, амортизаторов, планок, пружины, штока стрелы. Проверка состояния редукторов, тормозов и муфт предельного момента, пульта управления, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;

проверка состояния опор подсвечника, батарей обогрева, дверцы, кронштейнов, устранение трещин, замена изношенных амортизаторов;

проверка состояния механизма подъема свечи, замена изношенных деталей блока пневматических цилиндров, вспомогательного цилиндра, верхнего и нижнего блоков, верхнего и нижнего кронштейнов, воздухопровода, замена изношенных подъемного и вспомогательного канатов, крепежных и стопорных деталей;

проверка состояния автоматического элеватора, замена изношенных роликов и их осей, пружин, защелок, толкателей, крепежных и стопорных деталей;

замена резинотканевых рукавов, тройников, труб, вентилей, манометров, крепежных и стопорных деталей объединенного пульта управления;

проверка состояния механизма смазки свечи, замена амортизатора, маслопровода, форсунок, пальцев, крепежных и стопорных деталей;

смазка механизмов согласно карте смазки;

сборка, регулировка, испытание механизмов в соответствии с инструкцией.

***Компрессоры (КС-5М, КТ-6, 4ВУ1-5/9, АВШ 6/10)***

частичная разборка компрессора;

проверка состояния, чистка, ремонт или замена воздушных фильтров;

проверка шатунно-поршневой группы, регулировка коренных подшипников, подтягивание шатунных болтов и болтов крепления торцевых крышек картера;

замена пружинных пластин, крышек, седел всасывающих и нагнетательных клапанов, клапанной коробки при наличии износа, вмятин, трещин и т.д.;

замена предохранительных клапанов 1-й ступени и нагнетательной линии при наличии износа, трещин и т.д.;

замена или ремонт обратного клапана нагнетательной линии при наличии износа, трещин и т.д.;

проверка состояния, замена изношенных деталей упругой муфты;

проверка состояния, замена или ремонт крепления маховика и ограждения маховика при наличии износа, трещин, отколов;

замена контрольно-измерительных приборов;

проверка состояния, регулировка натяжения, замена изношенных ремней приводных и ремней вентилятора;

проверка состояния, замена масляного насоса (для компрессора КТ-6, 4ВУ1-5/9, АВШ 6/10) при наличии износа, трещин, отколов и т.д.;

замена или ремонт крепежных и стопорных деталей при наличии отколов, погнутостей, износа и т.д.:

замена масла, заправка смазкой строго в соответствии с картой смазки;

проверка центровки вала контрпривода или электродвигателя с валом компрессора;

замена изношенных прокладок, уплотнений;

сборка, регулировка, обкатка компрессора.

***Турботрансформаторы***

частичная разборка турботрансформатора;

проверка состояния, замена зубчатой муфты, обоймы, роликов и пружин обгонной муфты на наличие износа, отколов и т.д.;

проверка состояния, замена или ремонт предохранительные и регулирующего клапанов, фильтров, масляного насоса при наличии износа, трещин, заеданий;

замена изношенных манжет, прокладок, уплотнительных колец-

замена или ремонт маслопроводов, замена масла и смазки в строгом соответствии с картой смазки;

сборка, регулировка и опробование турботрансформатора. ***Трансмиссионные блоки буровых установок***

частичная разборка блока;

проверка состояния, замена изношенных колодок ШПМ или ШПМ, шкивов, подшипников, ступиц;

замена или ремонт изношенных вертлюжков, резинотканевых рукавов при наличии перегнутых и сплющенных мест;

ремонт кожухов и ограждений при наличии трещин, вмятин;

замена изношенных крепежных и стопорных деталей;

смазка узлов производится согласно карте смазки;

сборка блока, опробование.

***Противовыбросовое оборудование***

частичная разборка превенторов и гидросистемы;

проверка состояния, замена плашек, винтов для крепления уплотнений при наличии надрывов и износа;

проверка состояния, замена или ремонт гидроцилиндров плашечного превентора, кольцевого плунжера универсального превентора, корпуса вкладышей, вкладышей, отвода, патрона и основания уплотнителя вращающегося превентора при обнаружении износа, трещин, отколов;

проверка состояния, замена или ремонт задвижек, кранов, трубопроводов, фланцевых соединений;

проверка состояния, замена или ремонт гидрораспределителя*,* шестеренчатого насоса, обратных и предохранительных клапанов, цилиндров масляного фильтра, гидравлического аккумулятора, КИП гидросистемы при наличии износа трещин и т.д.;

проверка состояния, замена изношенных крепежныхных деталей;

проверка состояния и замена изношенных манжет, уплотнителных колец, прокладок;

замена смазки в соответствии с картой смазки;

сборка превентора, гидросистемы, регулировка, испытание под давлением согласно инструкции.

***Буровые вышки, основания буровых установок***

проверка состояния крепления резьбовых соединений, замена негодных болтов, гаек, контргаек, доукомплектование крепежными деталями;

проверка состояния, ремонт или замена роликов подвески машинных ключей, роликов направления каната (успокоителя), вспомогательного блока, приспособления против падения свечи, подкронблочных балок, маршевых лестниц, площадок, пальцев установки свечей, подвески люльки верхового, канатов, приспособления для крепления и перепуска талевого каната, фундаментов, подсвечников, подроторных балок;

проверка крепления ног вышки к основанию, соосности звеньев ног вышки, крепления частей основания;

ремонт ограждений и настила мостков, пола буровой, кронблочной площадки, балконов верхового;

подтяжка крепления нагнетательной линии к вышке и оборудования к основанию, анкерных болтов блоков;

центрирование вышки;

смазка роликов, приспособления для крепления и перепуска талевого каната.

***Консольно-поворотные краны***

частичная разборка крана;

замена или ремонт кронштейна, хомутов для крепления кронштейна, верхней опоры и регулируемых тяг, винтовых стяжек подкосов, осей при наличии износа, трещин и т.д.;

проверка состояния, ремонт редуктора и муфты, замена подшипников редуктора и шестерен механизма поворота при наличии износа, трещин;

замена изношенных уплотнительных колец, прокладок;

замена изношенного каната, деталей блока при наличии износа, трещин, вмятин;

проверка состояния, замена изношенных деталей тормозного устройства;

проверка состояния, замена ограничителей движения тележки; крана при наличии трещин, погнутости;

проверка состояния сварных швов, заварка трещин-

ремонт кожухов, ограждений, лестниц;

замена изношенных крепежных и стопорных деталей;

замена смазки в соответствии с картой смазки;

сборка, регулировка и испытание крана под нагрузкой.

***Тяжеловозы***

проверка крепления башмаков, замена и доукомплектование башмаками гусеничных ходов;

проверка состояния подъемной системы, ремонт ручного насоса, замена трубопроводов и арматуры;

ремонт прицепного устройства и рамы;

смазка подшипников.

***Топливомаслоустановки***

частичная разборка оборудования топливного и масляного блоков;

проверка состояния, ремонт или замена изношенных деталей шестеренчатых и ручных насосов, указателей уровня, запорной арматуры, трубопроводов, фильтра, пробок топливного и масляного блоков;

ремонт шестеренчатых насосов;

замена изношенных прокладок;

ремонт рам, ограждений, лестниц;

замена изношенных крепежных деталей;

замена смазки в соответствии с картой сказки;

сборка, опробование агрегатов установки.

Ремонт емкостей производить согласно действующим "Правилам технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкции по их ремонту".

***Цементно-смесительные машины***

частичная разборка агрегатов;

проверка состояния и замена подвижных втулок, стопорного и опорного колец, вкладыша зубчатых муфт, звездочек, цепей коробки отбора мощности при наличии износа, отколов, трещин;

проверка состояния, замена изношенных крестовин, игольчатых подшипников и втулок карданного вала;

проверка состояния, замена фланцев шнековых дозаторов;

проверка состояния загрузочного шнека, замена шестерен и целей привода шнека при наличии износа;

проверка состояния, замена изношенных подшипников коробки отбора мощности, загрузочного и разгрузочного шнеков;

проверка состояния смесительного устройства, устранение трещин;

проверка состояния задвижки перед смесительным устройством; - замена изношенных манжет, уплотнительных колец, прокладок;

проверка состояния, ремонт крана-укосины;

устранение трещин в сварных швах бункера, смесительной емкости, выкидной трубы;

ремонт поврежденных ограждений на бункере, сеток, лестницы, защитных кожухов;

замена изношенных и поврежденных крепежных и стопорных деталей;

смазка агрегатов и узлов согласно карте смазки;

сборка агрегата и опробование.

***Цементировочные агрегаты***

частичная разборка поршневого насоса, центробежного секционного насоса, коробки отбора мощности, манифольда;

проверка состояния, ремонт поршневого и центробежного секционного насосов;

проверка состояния, замена или ремонт втулки шестерни первичного вала, шлицевой втулки с фланцем, втулки ведомой шестерни, вилок и валиков включения скоростей, сальниковых уплотнений, прокладок, подшипников, крепежных и стопорных деталей при износе, наличии трещин, вмятин; регулировка подшипников качения коробки отбора мощности;

замена или ремонт трубопроводов, вентилей, кранов высокого давления, шарнирных соединительных колен, резинотканевых рукавов при наличии износа, отколов, трещин, перегнутых и сплющенных мест;

замена вилок карданного вала, крестовин, игольчатых подшипников при наличии износа;

замена изношенной цепной полумуфты, цепей привода центробежного секционного насоса;

проверка состояния, замена предохранительного клапана на нагнетательной линии цементировочного насоса;

замена изношенных пружин, седел, клапанов, уплотнений донных клапанов, спускной пробки замерной емкости;

ремонт замерной емкости при наличии трещин, вмятин;

проверка, замена неисправных контрольно-измерительных пои боров;

замена или ремонт масляного насоса, маслопровода при наличии износа или других дефектов;

замена изношенных уплотнительных элементов;

проверка герметичности всасывающей и нагнетательной линий;

замена смазки у всех агрегатов в соответствии с картой смазки;

проверка, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;

сборка, регулировка и опробование агрегата, гидравлическое испытание насоса и нагнетательной линии;

для цементировочных агрегатов ЦА-320, ЦА-32, АНЦ-320, АЦ-32 и насосных агрегатов 4АН-700 дополнительно - ремонт фрикционной муфты, промежуточного вала, коробки передач, редуктора и поста управления;

замена или ремонт пружин, фрикционных дисков, нажимного диска, регулировочной шайбы, пальцев, шпилек, шариков, прокладок, уплотнительных колец, крепежных и стопорных деталей фрикционной муфты при обнаружении износа, трещин, отколов, погнутости;

замена или ремонт промежуточного фланца, губчатых втулок, зубчатых полумуфт, вала с фланцем, уплотнительных колец, прокладок, крепежных и стопорных деталей промежуточного вала и редуктора при наличии износа, трещин, отколов, погнутости;

замена или ремонт зубчатых муфт, шестерен, биметаллических и сменных втулок, валиков и рычагов переключения скоростей, подшипников, элементов уплотнения, крепежных и стопорных деталей коробки передачи при наличии износа, трещин, отколов, погнутости;

замена, ремонт рычагов управления и контрольно-измерительных приборов пульта управления.

***Глиномешалки***

частичная разборка глиномешалки;

проверка состояния, замена подшипников, зубчатых колес рабочих лопастей, ремней, сальников при наличии износа отколов, погнутости;

ремонт спускного клапана, ограждений, устранение трещин в сварных швах корпуса и рамы;

смазка подшипников, зубчатых колес;

проверка, замена изношенных и поврежденных крепежных деталей;

сборка и опробование глиномешалки.

***Сита вибрационные***

частичная разборка сита;

проверка состояния, замена рессор, эксцентриков, шкивов, заслонок, шибера, сетки, подшипников, уплотнений при наличии износа, отколов, погнутости;

замена, регулировка натяжения ремней;

ремонт рам, желобов при наличии погнутости, трещин и т.д.;

проверка, замена изношенных и поврежденных крепежных де талей;

смазка подшипников;

сборка, регулировка и опробование вибрационного сита.

***Пескоотделители***

частичная разборка установки;

проверка состояния, замена резинового корпуса, резиновой пи тающей насадки, сливной насадки, песковой насадки гидроциклона, прокладок, крестовины, отводов с резиновыми рука вами при наличии износа, надрывов и сплющенных мест;

ремонт корпусов гидроциклонов, емкости, желоба при наличии погнутости, трещин;

смазка подшипников шламового насоса;

проверка, замена изношенных и поврежденных крепежных деталей;

сборка, опробование ситогидроциклонной установки;

***Дегазатор вакуумный***

частичная разборка дегазатора;

проверка состояния, замена золотникового механизма, клапанов, крышек, прокладок, резинотканевых рукавов, подшипников, вакуумметра при наличии износа, отколов и т.д.;

регулировка клапанов;

частичная замена изношенных крепежных деталей-

смазка подшипников;

сборка и опробование дегазатора.

***Капитальный ремонт (КР)***

КР осуществляется в целях восстановления работоспособности и ресурса оборудования.

При КР производится полная разборка оборудования, мойка и дефектация деталей и узлов, ремонт, сборка, регулировка, испытание подзагрузкой и окраска.

КР, как правило, производится на базах производственного обслуживания и на специализированных ремонтно-механических заводах. Оборудование отправляется на КР в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта.

Порядок сдачи в капитальный ремонт, испытание и прием после ремонта определяются техническими условиями на капитальный ремонт оборудования.

# Список используемой литературы

1. Справочник бурильщика: учеб. Пособие для нач. проф. Образования / Ю.В. Вадецкий. - М.: Издательский центр "Академия", 2008.
2. Самохвалов М.А., Боярко Ю.Л. Учебная буровая практика. С17 Учебное пособие. - Томск: STT, 2007.
3. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Крылов В.И. и др. - Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1977.
4. Резниченко ИЛ. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. - М.: Недра, 1982.