**Оборудование буровой установки**

**Талевая система**

**Назначение, схемы и устройство**

В процессе проводки скважины подъемная система выполня-ет различные операции. В одном случае она служит для про-ведения СПО с целью замены изношенного долота, спуска, подъема и удержания на весу бурильных колонн при отборе керна, ловильных или других работах в скважине, а также для спуска обсадных труб. В других случаях обеспечивает создание на крюке необходимого усилия для извлечения из скважины прихваченной бурильной колонны или при авариях с ней. Для обеспе-чения высокой эффективно-сти при этих разнообраз-ных работах подъемная система имеет два вида ско-ростей подъемного крюка: техническую для СПО и технологические для ос-тальных операций.

В связи с изменением веса бурильной колонны при подъеме для обеспече-ния минимума затрат вре-мени подъемная система должна обладать способно-стью изменять скорости подъема в соответствии с нагрузкой. Она также слу-жит для удержания бу-рильной колонны, спущен-ной в скважину, в процессе бурения.

Подъемная система ус-тановки (рис. III.1) пред-ставляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока 4, талевого (подвижного) блока 2, стального каната 3, яв-ляющегося гибкой связью между буровой лебедкой 6 и меха-низмом 7 крепления неподвижного конца каната. Кронблок 4 устанавливается на верхней площадке буровой вышки 5. Под-вижный конец А каната 3 крепится к барабану лебедки 6, а неподвижный конец Б -- через приспособление 7 к основанию вышки. К талевому блоку присоединяется крюк 1, на котором подвешивается на штропах элеватор для труб или вертлюг. В настоящее время талевый блок и подъемный крюк во многих случаях объединяют в один механизм -- крюкоблок.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТАЛЕВЫХ СИСТЕМ

Подготовка талевого каната к оснастке:

Диаметр каната и число струн в оснастке выбирают с учетом максимально возможной нагрузки на крюке, при которой был бы двойной запас прочности, а при СПО -- тройной, наивыгоднейшим является четырех-пятикратный запас.

Канат необходимой прочности должен иметь диаметр, соот-ветствующий диаметру желоба шкивов талевого блока и кронблока.

Применять в талевых системах канаты с диаметром больше расчетного нельзя ввиду возможности его защемления в желобах шкивов и быстрого износа. Допускается применение канатов диа-метром меньше расчетного на 10%. Необходимый для оснастки канат подбирают по паспорту и проверяют соответствие марки-ровки на бочке барабана паспортным данным, осматривают ка-нат в соответствии с инструкцией и составляют акт приемки, о чем делают соответствующие записи в буровом журнале.

Фактический коэффициент запаса прочности каната проверя-ют путем сравнения агрегатной прочности каната, указанной в паспорте, с вероятной наибольшей нагрузкой на канат.

Для осмотра бочку с канатом устанавливают на козлы и вра-щают барабан по стрелке, указанной на бочке. При перемотке каната недопустимо образование петель и перекруток. Отрезают канат специальной канаторезкой. Перед тем, как отрезать канат, оба будущие его конца должны быть заделаны так, чтобы избе-жать их раскручивания. Концы заделывают плотной намоткой вязальной проволоки.

Новый канат следует хранить на барабане в помещении или под навесом, исключающим попадание влаги в барабан. Ржавые канаты или канаты, имеющие неплотности свивки прядей, по-рванные проволоки и другие дефекты к эксплуатации не допу-скаются.

Оснастка талевой системы:

По мере увеличения глубины скважин вес бурильных колонн, которые приходится спускать и поднимать, увеличивается, а мак-симальная скорость намотки ведущей струны талевого каната на барабан лебедки остается практически неизменной (около 20 м/с) для буровых установок разных классов. Поэтому для каждой установки применяют талевую систему со своей кратностью по-лиспаста от 4-х до 14. Это достигается применением различных оснасток 2X3; 3X4; ...; 7X8 (здесь первая цифра -- число шки-вов талевого блока, а вторая -- кронблока).

Под оснасткой талевой системы понимается навеска каната на шкивы кронблока и талевого блока в определенной последовательности, исключающей перекрещивание каната и трение его струн друг о друга. В настоящее время создано несколько типов оснастки. Перед тем как приступить к оснастке системы необхо-димо определить число шкивов в талевом блоке, тип каната, диа-метр и разрывное усилие каната. Диаметр каната должен соот-ветствовать размеру канавок шкивов талевого блока и кронбло-ка. При бурении глубоких скважин, когда глубина еще неболь-шая и бурильная колонна легкая, для ускорения СПО канатом оснащают не все шкивы системы, а только часть. В дальнейшем проводят переоснастку до полного использования всех шкивов. Однако переоснастка трудоемка и не всегда целесообразна.

Оснастку стремятся выполнить так, чтобы ведущая струна на-бегала на один из средних шкивов. В системах АСП струны ка-ната не должны мешать спуску талевого блока с находящейся в нем свечой. Неправильно выполненная оснастка может вызвать трение канатов или закручивание талевого блока, что может при-вести к аварии.

Существует два типа оснасток: параллельная, когда ось та-левого блока параллельна оси кронблока, и крестовая, когда оси талевого блока и кронблока перпендикулярны. Наиболее распро-странена крестовая оснастка (рис. III.14). Она имеет то преиму-щество, что исключает закручивание талевого блока и трение струн каната друг о друга.

Оснастку осуществляют следующим образом. Бухту каната устанавливают на металлическую ось приспособления, располо-женного под полом буровой, и соединяют конец талевого каната с концом пенькового вспомогательного каната. Затем раскрепля-ют барабан механизма крепления и наматывают на него четыре-пять витков пенькового каната, после чего этот канат после-довательно пропускают через шкивы 6 кронблока и V талевого блока, 1 кронблока и / талевого блока, затем 5--IV--2--//--4, как показано на рис. III.14.

Когда конец талевого каната со шкива 4 достигнет пола бу-ровой, отсоединяют пеньковый канат, а конец ведущей струны талевого каната укрепляют в зажимном приспособлении реборды барабана лебедки и наматывают на барабан лебедки восемь -- десять витков. Перед этим неподвижный конец талевого каната должен быть зажат в механизме крепления, после чего скрепля-ют его барабан с консольным рычагом и тарируют датчик и ин-дикатор веса инструмента.

БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ

НАЗНАЧЕНИЕ, УСТРОЙСТВО И КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ

Лебедка -- основной механизм подъемной системы буровой установки. Она предназначена для проведения следующих опе-раций:

спуска и подъема бурильных и обсадных труб;

Удержания колонны труб на весу в процессе бурения или про-мывки скважины; приподъема бурильной колонны и труб при наращивании; передачи вращения ротору; свинчивания и развинчивания труб; вспомогательных работ по подтаскиванию в буровую инстру-мента, оборудования, труб и др.; подъема собранной вышки в вертикальное положение.

Буровая лебедка состоит из сварной рамы, на которой уста-новлены подъемный и трансмиссионный валы, коробка перемены передач (КПП), тормозная система, включающая основной (лен-точный) и вспомогательный (регулирующий) тормоза, пульт уп-равления. Все механизмы закрыты предохранительными щитами. Подъемный вал лебедки, получая вращение от КПП, преобра-зовывает вращательное движение силового привода в поступа-тельное движение талевого каната, подвижный конец которого закреплен на барабане подъемного вала. Нагруженный крюк под-нимается с затратой мощности, зависящей от веса поднимаемых труб, а спускается под действием собственного веса труб или та-левого блока, крюка и элеватора, когда элеватор опускается вниз за очередной свечой.

Лебедки снабжаются устройствами для подвода мощности при подъеме колонны и тормозными устройствами поглощения освобождающейся энергии при ее спуске. Для повышения к. п. д. во время подъема крюка с ненагруженным элеватором или ко-лонной переменного веса лебедки или их приводы выполняют многоскоростными. Переключение с высшей скорости на низшую и обратно осуществляется фрикционными оперативными муфта-ми, обеспечивающими плавное включение и минимальную затра-ту времени на эти операции. Во время подъема колонн различ-ного веса скорости в коробках передач переключают периоди-чески. Оперативного управления скоростями коробки не требу-ется.

В зависимости от скорости спуска или подъема крюка и числа струн в талевой оснастке канат на барабан лебедки навивается и свивается с различными скоростями. Скорость крюка при под-ъ-еме колонн большого веса во время технологических операций (расхаживание, ликвидация осложнения и аварий в скважине) составляет 0,15--0,25 м/с, а иногда и меньше. Эти скорости на-зываются технологическими, а скорости подъема бурильных ко-лонн и ненагруженного элеватора при СПО изменяются от 0,5 до 1,8 м/с и называются техническими. Более высокие скорости подъема ухудшают условия намотки каната на барабан и не дают существенного выигрыша во времени.

Скорости спуска колонн определяются их весом, длиной и тех-нологическими условиями скважины. Наибольшая скорость спус-ка бурильных колонн обычно не превышает 3 м/с, наименьшая при спуске обсадных колонн 0,2 м/с. В процессе бурения с по- мощью лебедки подается бурильная колонна со скоростью до 1,5 м/мин.

При подъеме колонны канат навивается на барабан лебедки под действием силы тяжести всей колонны, а свивается при спус-ке ненагруженного элеватора с небольшим натяжением. В про-цессе спуска колонн канат навивается при небольшом натяжении и большой скорости, а свивается под действием веса всей колон-ны. Это создает тяжелые условия работы каната, и он быстро изнашивается, особенно при многослойной навивке на барабан.

Мощность, передаваемая на лебедку, характеризует основные эксплуатационно-технические ее свойства и является классифи-кационным параметром.

Присоединительные размеры буровой лебедки: диаметр тале-вого каната; расстояние от середины барабана до центра звез-дочки, установленной на валу ротора. Диаметр каната должен соответствовать размерам канавок на наружной поверхности ба-рабана лебедки и размерам канавок шкивов талевой системы. В случае несоответствия канат будет быстро изнашиваться. На-рушение базового расстояния от середины барабана до центра роторной звездочки вызовет быстрый выход из строя цепи при-вода ротора и практически сделает невозможным нормальное бу-рение скважины роторным способом.

Современные отечественные буровые лебедки в основном вы-полняются по двум компоновочным схемам:

лебедка со всеми компонующими сборками монтируется на одной общей раме; эти лебедки имеют один главный вал, приво-димый в движение цепными трансмиссиями от коробки передач (ЛБ-750, ЛБУ-1100, ЛБУ-1700 и др.);

двух- и трехвальные лебедки, в которых собственно лебедка совмещена с КПП и представляет собой один агрегат (У2-2-11, У2-5-5идр.).

На рис. IV.1 показана одновальная лебедка ЛБ-750, смонти-рованная на общей раме / с вспомогательным тормозом 7 и стан-цией управления 8. Эта лебедка имеет главный вал с бараба-ном 5, цепные трансмиссии Зяб, главный тормоз 4 и тормозную рукоятку 2, которая служит для управления лебедкой с поста бурильщика.

На рис. IV.2 приведен подъемный агрегат, состоящий из двух блоков -- одновальной буровой лебедки ЛБУ-1100 4 и КПП 6,-- которые транспортируются отдельно, а при монтаже соединяют-ся в один агрегат. Цепные трансмиссии передач привода бара-банного вала лебедки от КПП «тихой» 5 и «быстрой» 7 скоро-стей закрыты кожухами. Они включаются оперативными пневма-тическими фрикционными муфтами с пульта управления 1, Расположенного на полу 2 буровой. Главным тормозом лебедки управляют удлиненной тягой 3 также с поста бурильщика.

Двух- и трехвальные лебедки в настоящее время почти не изготовляются, но на нефтепромыслах они еще применяются.

РОТОРЫ

НАЗНАЧЕНИЕ И УСТРОЙСТВО

Роторы предназначены для вращения вертикально подвешен-ной бурильной колонны с частотой 30--300 об/мин при роторном бурении или восприятия реактивного крутящего момента при бурении забойными двигателями. Они служат также для поддер-жания на весу колонн бурильных или обсадных труб, устанавли-ваемых на его столе на элеваторе или клиньях. Роторы также ис-пользуются при отвинчивании и свинчивании труб в процессе СПО, ловильных и аварийных работ. Ротор представляет собой как бы конический зубчатый редуктор, ведомое коническое коле-со которого насажено на втулку, соединенную со столом. Верти-кальная ось стола расположена по оси скважины.

На рис. V.1 показана схема ротора. Стол 5 имеет отверстие диаметром 250--1260 мм в зависимости от типоразмера ротора. В отверстие стола устанавливают вкладыши 7 и зажимы ведущей трубы 6, через которые передается крутящий момент. Большое коническое колесо 4 передает вращение столу ротора, укреплен-ному на основной 3 и вспомогательной 2 опорах, смонтированных в корпусе 1, образующем одновременно масляную ванну для смаз-ки передачи и подшипников.

Сверху стол защищен оградой 8. Быстроходный ведущий вал 10 расположен горизонтально на подшипниках 11, воспринимаю-щих радиальные и горизонтальные нагрузки. Вал 10 приводится: во вращение от цепной звездочки 12 или с помощью вилки кар-данного вала, расположенной на конце вала. Ротор снабжен сто-пором 9, при включении которого вращение стола становится не-возможным. Фиксация стола ротора необходима при СПО и бу-рении забойными двигателями для восприятия реактивного момента.

Привод ротора в буровых установках с расположением ле-бедки на полу буровой осуществляется цепной трансмиссией от лебедки или от КПП карданной передачей, при установке лебед-ки ниже пола буровой -- дополнительной трансмиссией от лебед-ки или индивидуальным приводом от электродвигателя постоян-ного тока (рис. V.2), располагаемой под полом буровой. Такая конструкция обеспечивает свободное пространство для работы персонала буровой бригады.

КОНСТРУКЦИИ РОТОРОВ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Ротор Р-560 (рис. V.3) состоит из следующих основных сбо-рок и элементов. Станина 7-- основной элемент ротора. Обычно она представляет собой стальную отливку коробчатой формы, внутри которой смонтированы основные сборки и детали. Внут-ренняя полая часть станины -- масляная ванна для смазки кони-ческой зубчатой пары и подшипников опор стола ротора и при-водного вала.

Стол ротора 2 -- основная вращающаяся часть, приводящая во вращение через разъемные вкладыши 4 и зажимы 5 ведущую трубу и соединенную с ней спущенную в скважину бурильную колонну. Стол ротора монтируется на двух шаровых опорах -- главной 3 и вспомогательной 8. Главная опора 3 воспринимает динамические циклически действующие нагрузки -- радиальную от передаваемого крутящего момента и осевые от трения ведущей трубы о зажимы 5 ротора при подаче колонны и от веса стола ротора, а также статическую нагрузку от веса колонн труб и дру-гих элементов при установке их на стол ротора.

Вспомогательная опора 8 стола служит для восприятия ради-альных нагрузок от зубчатой передачи и осевых ударов при бу-рении или подъеме колонны. Периферийный зазор между стани-ной 7 и столом 2 ротора выполнен в виде лабиринта, предупре-ждающего проникновение бурового раствора и грязи внутрь ста-нины и выбрасывание смазки из ротора при вращении стола. Сверху стол ротора закрыт ограждением /, служащим для уста-новки на нем элеваторов и другого оборудования при СПО и за-щиты операторов.

Горизонтальный приводной вал 6 выполняется обычно в виде отдельной сборки, в которой вал с ведущей конической шестер-ней, насаженной на нем, монтируется на роликоподшипниках во втулке. Сдвоенный радиально-упорный подшипник, воспринимаю-щий радиальные и осевые нагрузки от зубчатой передачи, уста-навливается рядом с конической шестерней. Вторая опора вала -- цилиндрический роликоподшипник. На внешнем конце вала мон-тируется либо цепная звездочка 9 при приводе ротора цепной передачей от лебедки, либо шарнир карданного вала.

Разъемные вкладыши 4, состоящие из двух половин, устанав-ливают в проходное отверстие ротора, верхняя часть которого снабжена квадратной выемкой. Верхняя часть вкладышей также имеет квадратную форму, в которую входят выступы верхней части зажимов 5 ведущей трубы или роликового зажима при бу-рении. При СПО в отверстие вкладышей вставляют конусную втулку для клинового захвата. При бурении зажимы 5 или роли-ковые зажимы закрепляют болтами, оставляют на ведущей трубе и вместе с ней отпускают в отверстие вкладышей 4.

Стопорное устройство 10 служит для фиксации стола ротора. Рукоятка управления стопорным устройством расположена в углублении верхней ограды ротора. В углублении она защищена от повреждений и, кроме того, не мешает работать. При перево-де рукоятки в рабочее положение выдвигается упор, входящий в одну из специальных прорезей на наружной поверхности стола, и препятствует вращению.

Для облегчения труда рабочих и ускорения СПО роторы комп-лектуют пневматическими клиновыми захватами, для чего на роторе предусмотрен кронштейн, к которому присоединяется ме-ханизм подъема и опускания в отверстие ротора клиньев.

Диаметр отверстия в столе ротора и максимальная статиче-ская нагрузка на стол ротора --основные классификационные параметры. Они определяют максимальный диаметр долота и максимальные диаметр и вес обсадной колонны, которая может быть спущена в скважину.

Основные характеристики роторов приведены в табл. V.I.

Для обеспечения взаимозаменяемости внутренние размеры роторов и вкладышей и наружные размеры вкладышей стандар-тизованы. Также стандартизованы длина и диаметр конца при-водного вала ротора и расстояние от оси отверстия стола до плос-кости первого ряда зубьев приводной звездочки, обеспечивающее возможность применения ротора на любой буровой установке.

БУРОВЫЕ НАСОСЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

ФУНКЦИИ И СХЕМА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Буровые насосы и циркуляционная система выполняют сле-дующие функции:

нагнетание бурового раствора в бурильную колонну для обес-печения циркуляции в скважине в процессе бурения и эффектив-ной очистки забоя и долота от выбуренной породы, промывки, ликвидации аварий, создания скорости подъема раствора в затрубном пространстве, достаточной для выноса породы на по-верхность;

подвод к долоту гидравлической мощности, обеспечивающей высокую скорость истечения (до 180 м/с) раствора из его наса-док для частичного разрушения породы и очистки забоя от вы-буренных частиц;

подвод энергии к гидравлическому забойному двигателю.

На рис. VII. 1 показаны схема циркуляции бурового раствора и примерное распределение потерь напора в отдельных элемен-тах циркуляционной системы скважины глубиной 3000 м при бу-рении роторным способом.

В процессе бурения в большинстве случаев раствор цирку-лирует по замкнутому контуру. Из резервуаров 13 очищенный и подготовленный раствор поступает в подпорные насосы 14, кото-рые подают его в буровые насосы /. Последние перекачивают раствор под высоким давлением (до 30 МПа) по нагнетательной линии, через стояк 2, гибкий рукав 3, вертлюг 4, ведущую трубу 5 к устью скважины 6. Часть давления насосов при этом расходуется на преодоление сопротивлений в наземной системе. Далее буровой раствор проходит по бурильной колонне 7 (бу-рильным трубам, УБТ и забойному двигателю 9) к долоту 10. На этом пути давление раствора снижается вследствие затрат энергии на преодоление гидравлических сопротивлений.

Затем буровой раствор вследствие разности давлений внутри бурильных труб и на забое скважины с большой скоростью выходит из насадок долота, очищая забой и долото от выбурен-ной породы. Оставшаяся часть энергии раствора затрачивается на подъем выбуренной породы и преодоление сопротивлений в затрубном кольцевом пространстве 8 . Поднятый на поверхность к устью 6 отработанный раствор проходит по растворопроводу 11 в блок очистки 12, где из него удаляются в амбар 15 частицы выбуренной породы, песок, ил, газ и другие примеси, поступает в резервуары 13 с устройствами 16 для восстановления его параметров и снова направляется в подпорные насосы.

Нагнетательная линия состоит из трубопровода высокого дав-ления, по которому раствор подается от насосов / к стояку 2 и гибкому рукаву 3, соединяющему стояк 2 с вертлюгом 4. Напор-ная линия оборудуется задвижками и контрольно-измерительной аппаратурой. Для работы в районах с холодным климатом пре-дусматривается система обогрева трубопроводов.

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

ВЕРТЛЮГИ И БУРОВЫЕ РУКАВА

НАЗНАЧЕНИЕ И СХЕМЫ

Вертлюг -- промежуточное звено между поступательно пере-мещающимся талевым блоком с крюком, буровым рукавом и вращающейся бурильной колонной, которая при помощи замко-вой резьбы соединяется через ведущую трубу со стволом верт-люга. Для обеспечения подачи бурового раствора или газа пере-мещающийся вертлюг соединен с напорной линией при помощи гибкого бурового рукава, один конец которого крепится к отво-ду вертлюга, а второй -- к стояку на высоте, несколько большей половины его длины.

На рис. VIII. 1 показана схема расположе-ния вертлюга в буровой при бурении.

Вертлюг обеспечивает возможность свободного вращения бу-рильной колонны при невращающихся корпусе и талевой системе. Он подвешен на ее крюке и выполняет функции сальника для подачи внутрь вращающейся колонны бурового раствора, закачиваемого насосами по гибкому рукаву.

На рис. VIII.2 показана принципиальная схема вертлюга для бурения глубоких скважин. Основная вращающаяся его де-таль -- полый ствол 1, воспринимающий вес бурильной колонны. Ствол, смонтирован в корпусе 3 на радиальных 4 и 7 и упор-ных 5 и 6 подшипниках, снабжен фланцем, передающим вес колонны через главную опору 5 на корпус 3, подвешенный к крюку на штропе 12. Опоры ствола фиксируют его положение в корпусе, препятствуют осевым, вертикальным и радиальным перемещениям и обеспечивают устойчивое положение и лег-кость вращения.

Вес корпуса вертлюга со шлангом, осевые толчки и удары колонны снизу вверх воспринимаются вспомогательной опо-рой 6. Ствол вертлюга -- ведомый элемент системы. При приня-том в бурении нормальном направлении вращения бурильной колонны (по часовой стрелке, если смотреть сверху на ротор) ствол и все детали, связанные с ним, во избежание самоотвин-чивания имеют левые резьбы. Штроп 12 крепится к корпусу на осях 16, смонтированных в приливах корпуса. Приливы имеют форму карманов, которые ограничивают угол поворота штропа ( -- 40°) для установки его в положение, удобное для захвата крюком, когда вертлюг с ведущей трубой находится в шурфе.

К крышке корпуса 15 прикреплен отвод 13, к которому при-соединяется буровой рукав 14. Буровой раствор поступает из рукава через отвод в присоединенную к нему напорную тру-бу 9, из которой он попадает во внутренний канал ствола верт-люга. Зазор между корпусом напорного сальника 10 и напорной трубой 9 уплотнен сальником 11, обеспечивающим герметич-ность при больших рабочих давлениях бурового раствора.

Напорный сальник 11 во время роторного бурения эксплуа-тируется в тяжелых условиях, срок его службы (50--100 ч) во много раз меньше, чем остальных деталей вертлюга, поэтому он выполняется быстросменным. В верхней и нижней частях кор-пуса вертлюга для уплотнения зазора между корпусом и вра-щающимся стволом устанавливают самоуплотняющиеся ман-жетные сальники 2 и 8, которые предохраняют от вытекания масла из корпуса и попадания в него снаружи влаги и грязи.

В вертлюгах есть устройства для заливки, спуска масла и контроля его уровня, а также сапун для уравновешивания с атмосферным давлением паров внутри корпуса, создающего-ся при нагреве в процессе работы. Это устройство не пропуска-ет масло при транспортировке вертлюга в горизонтальном по-ложении.

Типоразмер вертлюга определяется динамической нагрузкой, которую он может воспринимать в процессе вращения бурильной колонны, допустимой статической нагрузкой и частотой вращения, предельным рабочим давлением прокачиваемого бу-рового раствора, массой и габаритными размерами. Каждый вертлюг имеет стандартную левую коническую замковую резьбу для присоединения к ведущей трубе двух-трех размеров. Кор-пус вертлюга выполняется обтекаемой формы для того, чтобы он не цеплялся за детали вышки при перемещениях. Вертлюги приспособлены к транспортировке любыми транспортными средствами без упаковки.

КОНСТРУКЦИИ ВЕРТЛЮГОВ

По конструкции вертлюги для бурения глубоких скважин, изготовляемые отечественными заводами, отличаются мало. Рассмотрим конструкцию вертлюга УВ-250МА (рис. VIII.3).Он состоит из литого стального корпуса 5 с двумя карманами для присоединения к нему штропа 11 при помощи пальцев. Внут-ренняя полость корпуса разделена по высоте горизонтальной перемычкой, служащей опорной поверхностью основной опоры ствола, усиленной для жесткости вертикальными ребрами. Эта перемычка имеет кольцевую площадку, на которую устанавли-вается основной опорный подшипник 4.

Над основной опорой в корпусе находятся вспомогательный упорный подшипник 6, воспринимающий усилия, которые воз-никают вдоль оси от ротора к вертлюгу, и верхний радиальный подшипник 7. Второй радиальный подшипник 3, центрирующий ствол вертлюга 1, расположен в нижней части корпуса. Ствол вертлюга / с вращающимися элементами подшипников 3, 4, 6 и 7 и верхним напорным сальником 9 составляют группу вра-щающихся деталей вертлюга.

Сверху корпус вертлюга имеет круглое отверстие. Это от-верстие закрывается крышкой с кронштейном 8, к которому крепится подвод 10. В крышке 8 установлено верхнее сальнико-вое уплотнение корпуса, а нижнее уплотнение 2 крепится к ниж-ней части корпуса. Этот сальник служит для предупреждения утечки масла из корпуса вертлюга в процессе работы.

Верхний радиальный 7 и упорный 6 подшипники малонагружены и смазываются консистентной смазкой, для чего в крышке предусмотрена пресс-масленка. Главная опора и нижний радиальный подшипник смазываются жидкой смазкой, которой наполнена масляная ванна корпуса. Жидкое масло служит не только для смазки, но и для отвода тепла, выделяющегося в подшипниках. Надо иметь в виду, что при прокачке через вертлюг бурового раствора с высокой температурой масло в ванне вертлюга нагревается и добавочное тепло трения приво-дит к повышению температуры выше допустимой (иногда более 100 °С).

Применение быстросъемного напорного сальника значитель-но упростило и ускорило его замену, а конструкция ствола ста-ла проще и меньшей длины. Практика эксплуатации показыва-ет, что применение большого числа манжет в сальнике не уве-личивает срок службы уплотнения вертлюга, так как происходит перегрев манжет и их разрушение вследствие плохого теплоотвода. Оптимальным является использование двух-трех ра-бочих манжет. В зависимости от конструкции уплотнение осу-ществляется либо первой, либо последней манжетой, при выхо-де из строя которой начинает работать вторая манжета и т. д.

Быстросъемное напорное уплотнение (рис. VIII.4), приме-няемое в вертлюге УВ-250МА, обеспечивает подачу в ствол вертлюга бурового раствора под давлением до 25 МПа. Рас-твор от подвода 4 вертлюга поступает через напорную трубу 9, расположенную в стволе 15 вертлюга. Эта труба жестко не за-креплена и является как бы плавающей. На ее верхнем конце установлена шпонка, входящая в паз кольца 7, неподвижно прикрепленного верхней нажимной гайкой 3 к втулке 5.

Зазоры между подводом 4, кольцом 7 и трубой 9 уплотнены торцовой 6 и радиальной 8 манжетами. Необходимое нажатие на уплотнения создается верхней нажимной гайкой 3 навинчи-ванием ее на втулку 5. Нижнее вращающееся уплотняющее устройство состоит из стакана 2, прижатого нижней нажимной гайкой / к торцу ствола 15 вертлюга. В стакане размещены четыре самоуплотняющиеся манжеты 10, разделенные между собой кольцами 12, создающими камеры, ограничивающие де-формацию манжет под давлением прокачиваемого раствора.

Для уменьшения трения и износа трубы 9 и манжет 10 в манжетные камеры периодически закачивают ручным насо-сом через пресс-масленку 11 консистентную смазку. Верхняя манжета служит для удержания смазки при закачке, а нижние три манжеты уплотняют зазоры между трубой 9, кольцами 12 и грундбуксой 13, нижний торец которой уплотнен торцовой манжетой 14. Необходимое нажатие на элементы сальника осу-ществляется нижней нажимной гайкой /.

Уплотнительные манжеты сальника изготовляют из маслостойких резин или резиноасбестовых композиций, или пластмасс полиуретановой группы. Напорные трубы изготовляют из низ-колегированных цементуемых сталей марок 12ХН2А, 20ХНЗА

и др. Наружная поверхность труб подвергается термохимической обработке для создания слоя толщиной 1,5--3 мм твердостью 56--62 HRC. Наружная поверх-ность подвергается высокоточной механической обработке, поли-руется или выглаживается роли-ком для уменьшения шерохова-тости.

Рис. VIII.5. Нижнее уплотнение масляной ванны вертлюга

Нижнее уплотнение масляной ванны вертлюга (рис. VIII.5) служит для предохранения утеч-ки смазки при вращении верти-кально расположенного ствола вертлюга. Уплотняющее устрой-ство состоит из двух манжет 4, смонтированных в нижней части крышки 9 корпуса вертлюга. Кольцо 8 при помощи болтов 7 нажимает на манжеты 4, которые прилегают к наружной по-верхности втулки 3, надетой на ствол 5 вертлюга. Втулка 3, упирающаяся в кольцо подшипника 1, крепится на стволе 5 гайкой 6 и уплотняется резиновым кольцом 2. В полость между манжетами 4 подается через пресс-масленку 10 консистентная смазка, предохраняющая вытекание масла из ванны. Втулка 3 предохраняет от износа поверхность ствола, а при износе ее меняют.

В нижней крышке корпуса предусмотрена отстойная зона, куда через отверстия в корпусе попадают с маслом продукты износа. С боку в нижней части крышки предусмотрено сливное отверстие, закрываемое пробкой, через которую периодически спускают масло из ванны вертлюга.

Ствол вертлюга -- наиболее нагруженная деталь. На него действуют растягивающая сила от веса бурильной колонны, из-гибающий момент и внутреннее давление раствора. Нижний конец ствола имеет левую внутреннюю замковую резьбу по ГОСТ 5286--75, служащую для соединения через предохрани-тельный переводник с ведущей трубой. Стволы изготовляют из конструкционных низколегированных сталей марок 40Х, 40ХН, 38ХГН и др. Ствол подвергается закалке с отпуском до твердо-сти 280--320 НВ.

На опоры ствола вертлюга действуют в основном осевые на-грузки: главная опора воспринимает вес бурильной колонны, а радиальные подшипники центрируют подвешенный на крюке вертлюг и воспринимают нагрузки, создаваемые его весом и частью веса прикрепленного к нему гибкого шланга.

В качестве главной опоры в вертлюгах применяют упорные или радиально-упорные подшипники. В тяжело нагруженных вертлюгах для бурения глубоких скважин используют ролико-подшипники с коническими, бочкообразными и цилиндрически-ми роликами. Эти подшипники применяют при частоте враще-ния не более 100 об/мин, так как цилиндрические ролики рабо-тают с проскальзыванием, что приводит к их износу.

В вертлюгах для геологоразведочного бурения скважин не-большой глубины и при легких бурильных колоннах использу-ют радиально-упорные или радиальные шарикоподшипники, для вспомогательных опор вертлюгов обычно -- упорные шарико-вые или конические роликоподшипники стандартных серий.

ПРИВОДЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Приводом буровой установки называется совокупность дви-гателей и регулирующих их работу трансмиссий и устройств, преобразующих тепловую или электрическую энергию в механи-ческую, управляющих механической энергией и передающих ее исполнительному оборудованию -- насосам, ротору, лебедке и др. Мощность привода (на входе в трансмиссию) характери-зует основные его потребительские и технические свойства и яв-ляется классификационным (главным) параметром.

В зависимости от используемого первичного источника энер-гии приводы делятся на автономные, не зависящие от системы энергоснабжения, и неавтономные, зависящие от системы энер-госнабжения, с питанием от промышленных электрических се-тей. К автономным приводам относятся двигатели внут-реннего сгорания (ДВС) с механической, гидравлической или электропередачей. К неавтономным приводам отно-сятся: электродвигатели постоянного тока, питаемые от промышленных сетей переменного тока через тиристорные выпря-мительные станции управления; электродвигатели переменного тока с гидравлической либо электродинамической трансмиссией или регулируемые тиристорными системами.

В соответствии с кинематикой установки привод может иметь три основных исполнения: индивидуальный, групповой и ком-бинированный или смешанный.

Индивидуальный привод -- каждый исполнительный меха-низм (лебедка, насос или ротор) приводится от электродвига-телей или ДВС независимо друг от друга. Более широко этот вид привода распространен с электродвигателями. При его ис-пользовании достигается высокая маневренность в компоновке и размещении бурового оборудования на основаниях при мон-таже.

Групповой привод -- несколько двигателей соединены сум-мирующей трансмиссией и приводят несколько исполнительных механизмов. Его применяют при двигателях внутреннего сго-рания,

Комбинированный привод -- использование индивидуального и группового приводов в одной установке. Например, насосы приводятся от индивидуальных двигателей, а лебедка и ротор от общего двигателя. Во всех случаях характеристики привода должны наиболее полно удовлетворять требуемым характери-стикам исполнительных механизмов.

Потребителями энергии буровой установки являются: в процессе бурения -- буровые насосы, ротор (при роторном бурении), устройства для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы; компрессор, водяной насос и др.;

при спуске и подъеме колонны труб -- лебедка, компрессор, водяной насос и механизированный ключ.

Приводы также делятся на главные (приводы лебедки, насосов и ротора) и вспомогательные (приводы осталь-ных устройств и механизмов установки). Мощность, потребляе-мая вспомогательными устройствами, не превышает 10--15% мощности, потребляемой главным оборудованием.

Гибкость характеристики -- способность силового привода автоматически или при участии оператора в процессе работы быстро приспосабливаться к изменениям нагрузок и частот вра-щения исполнительных механизмов. Гибкость характеристики зависит от коэффициента приспособляемости, диапазона регу-лирования частоты вращения валов силового привода и прие-мистости двигателя.

Коэффициент гибкости характеристики определяется отно-шением изменения частоты вращения к вызванному им откло-нению момента нагрузки. Он пропорционален передаточному отношению и обрат-но пропорционален коэффициенту перегрузки.

Приемистостью называется интенсивность осуществления переходных процессов, т. е. время, в течение которого двига-тель и силовой привод реагируют на изменение нагрузки и из-меняют частоту вращения.

Приспособляемость -- свойство силового привода изменять крутящий момент и частоту вращения в зависимости от момен-та сопротивления. Собственная приспособляе-мость-- свойство двигателя приспособляться к внешней на-грузке. Искусственная приспособляемость -- свой-ство трансмиссий приспосабливать характеристику двигателя к изменению внешней нагрузки.

ТРАНСМИССИИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

ЭЛЕМЕНТЫ ТРАНСМИССИИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

В буровом оборудовании для осуществления кинематиче-ской связи между валами в механизмах, изменения скорости и направления вращения, преобразования крутящих моментов ис-пользуют цепные, клиноременные и зубчатые передачи. В уста-новках малой мощности для геологоразведочного бурения при небольших межосевых расстояниях между валами (до 0,5 м) ис-пользуют почти всегда зубчатые передачи, а при межосевых расстояниях более 0,5 м -- клиноременные. В установках для эксплуатационного бурения для передачи «больших мощностей (500--2000 кВт и более) и межосевых рас-стояниях более 1 м применяют многорядные цепные и клиноременные передачи. Зубчатые передачи используют при межосе-вых расстояниях менее 1м -- в редукторах насосов, реверсив-ных устройствах КПП, приводах роторов и др.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БУРОВЫМИ УСТАНОВКАМИ

ВИДЫ, ТРЕБОВАНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

Буровая установка представляет собой сложный комплекс различных машин и механизмов, обеспечивающих выполнение разнообразных технологических операций при проводке сква-жин. Эффективность работы этого комплекса зависит от экс-плуатационных качеств, маневренности, четкости и надежности работы всех его элементов. Важную роль в комплексе играет система управления.

Системы управления обеспечивают:

пуск, остановку и регулировку работы двигателей;

включение и выключение трансмиссий, которые блокируют двигатели, приводящие буровые насоса, ротор или лебедку;

включение и выключение буровых насосов, лебедки, ротора, механизма подачи и тормозов (гидравлического, электрического и ленточного); изменение частоты вращения барабана лебедки, насосов и ротора; включение и выключение устройств для свинчивания и раз-винчивания бурильных труб;

управление работой ключей, клиньев и других механизмов при отвинчивании и установке бурильных свечей в магазин в процессе спуска и подъема колонны;

управление оборудованием для герметизации устья скважи-ны при бурении и проявлениях газа;

включение и выключение компрессора, вспомогательной ле-бедки или насоса, осветительной установки, устройств для очи-стки и приготовления бурового раствора и других вспомогатель-ных механизмов.

Для приведения в действие органов управления используют-ся различные виды энергии: в системах ручного механического управления --сила оператора; в пневматических, гидравличе-ских и электрических системах --энергия сжатого воздуха, жид-кости или электричества.

Система управления состоит из двух типов органов: управ-ляющих функциями главных и вспомогательных исполнитель-ных механизмов и аппаратуры, сигнализирующей оператору или регистрирующей результаты исполнения команды.

Система управления (рис. XI. 1) содержит пять основных органов:

-- воспринимающий команду (кнопка, рукоятка, рычаг, пе-даль и др.), на который воздействует оператор -- человек, про-граммирующее устройство или микропроцессор;

-- промежуточный, передающий команду к исполнительным механизмам с использованием внешней энергии: тяги, трубопро-вода, электрокабеля и др.;

-- исполнительный, воздействующий на механизм, выпол-няющий технологическую функцию: муфта сцепления, золотник, кран и др.;

-- фиксирующий или ограничивающий исполнение коман-ды: защелка, концевой выключатель, стопор и др;

-- обратная связь, информирующая оператора об исполне-нии команды или заданного режима работы: измерительный прибор, манометр, термометр, динамометр, световая или звуко-вая сигнализация.

В буровых установках применяется три вида систем управ-ления:

централизованная -- расположенная у поста бурильщика и позволяющая ему управлять основными исполнительными меха-низмами: лебедкой, насосами, ротором, превенторами и др.;

индивидуальная или местная -- расположенная вблизи того или иного агрегата;

смешанная---позволяющая управлять агрегатом как с поста бурильщика, так и непосредственно около агрегата; например, ДВС с суммирующей трансмиссией могут управляться дизели-стом или бурильщиком и др.

Всеми устройствами управляют с постов бурильщика, дизе-листа или с пульта, расположенного вблизи того или иного агрегата (оборудования). В соответствии с выполняемыми функциями цепи управления подразделяются на независимые и взаимосвязанные. Независимые цепи применяют в тех случаях, когда устройства не связаны друг с другом, например, включение лебедки, насосов, ротора. Взаимосвязанные (сблокированные) системы управления используют, когда недо-пустимо одновременное включение нескольких движений, напри-мер, одновременное включение прямого и обратного вращения ротора или двух скоростей лебедки.

В связи со сложностью и многообразием функций, выполняе-мых механизмами для обеспечения маневренности, быстроты и удобства манипулирования, в буровых установках применяют комбинированные системы управления, позво-ляющие наиболее полно удовлетворить все требования.

Степень совершенства системы управления зависит от ее качеств, главными из которых являются:

мощность, усилие или крутящий момент для осуществления операций управления;

легкость, маневренность и автоматизм органов, на которые воздействует оператор и которые осуществляют исполнение ко-манды.

Совершенство системы управления зависит как от конструк-ции органов системы управления, так и от рабочей позы бу-рильщика и усилий, затрачиваемых им в процессе управления. Неудобство позы рабочего, необходимость приложения больших усилий вызывают быстрое утомление рабочего и снижают его производительность. Усилие, затрачиваемое рабочим на мани-пуляции рычагами, обычно не более 30--50 Н, тормозной руко-яткой-- не более 150 Н, ножными педалями и редко переклю-чаемыми рычагами -- не более 100--200 Н. Давление рукоятки, кроме тормозной, обычно осуществляется в течение нескольких секунд и неутомительно для бурильщика. Рукоятки и педали располагают так, чтобы ими было удобно пользоваться без изменения рабочей позы и места бурильщика.

Четкость, стабильность и мнемоничность управления обеспе-чиваются тем, что каждая команда соответствует определенной функции и не вызывает изменения положения других органов управления. Величина хода, например, рукоятки, при включе-нии и выключении должна быть всегда одинакова и стабильна при каждом повторении команды.

Мнемоничность управления обеспечивается таким располо-жением органов управления, при котором оператор освобожден от излишнего напряжения памяти. Оператор не должен каждый раз вспоминать, где находится тот или иной рычаг управления, в какую сторону и на какое расстояние следует его передвинуть или повернуть, чтобы включить или выключить, например, ключ для свинчивания или развинчивания бурильных замков.

Направление движения руки оператора должно совпадать с направлением движения механизма. При вертикальном рас-положении рычага, например тормозного, торможение осуще-ствляется движением рычага вниз, так как при этом удобнее приложить к усилию руки еще вес тела рабочего, а при растормаживании наоборот. При горизонтальном расположении рыча-гов включение, требующее большого усилия рабочего, осуществ-ляется поворотом рычага «на себя», а выключение -- «от себя». Штурвалы при включении обычно вращают «от себя», а при выключении -- «на себя». Педальное управление при рабочей позе стоя осуществляется только в механизмах, требующих эпизодического включения. Включение осуществляется нажати-ем педали «вниз», а выключение -- «вверх». При кнопочном управлении -- верхняя кнопка «пуск», а нижняя «стоп».

Пульт бурильщика снабжается табличкой с указанием на-правления движения каждой кнопки или рычага и выполнения ими функций. Надписи должны быть четкими, хорошо освещать-ся и легко читаться без изменения рабочей позы оператора. Прогрессивность, мягкость и гибкость -- важные качества систем управления. Прогрессивность обеспечивает безударность и мягкость включения за счет того, что полное усилие на органе управления возникает не сразу, а с некоторым запаздыванием, а затем быстро и энергично возрастает до требуемой величины, осуществляя включение без рывков и ударов. Например, в лен-точных тормозах, буровых лебедок применяют кулачковые или рычажные механизмы, с помощью которых передаточное отно-шение изменяется по мере поворота рычага. Это обеспечивает прогрессивное увеличение тормозного усилия.

Быстродействие системы управления -- важное качество для таких механизмов, как подъемная система буровых лебедок, вы-полняющая массовые, часто повторяющиеся операции при СПО. При этом оператор должен всегда знать или видеть, что его команда выполнена точно.

Структурная прочность органов системы управления и их конструкция выполняются такими, чтобы не происходило изно-са и деформации их элементов в процессе работы, монтажа, демонтажа и транспортировки буровой установки, приводящих к нарушению точности и четкости управления.

Безопасность системы управления обеспечивается хорошим расположением органов управления, легкостью их обслужива-ния, соблюдением необходимых расстояний, хорошей освещен-ностью, легкостью и удобством манипулирования. Все это ис-ключает возможность травматизма обслуживающего персонала и порчу оборудования.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

В настоящее время при бурении не только разведочных, но и эксплуатационных скважин широко применяется оборудова-ние для герметизации устья скважин. Раньше это оборудование использовали в основном для борьбы с выбросами жидкости и газа при проявлениях высоких давлений в скважине. В связи с применением более легких растворов для бурения давление в скважине в процессе бурения регулируют при помощи превен-торов. Изменились требования к охране окружающей среды и недр земли.

Для герметизации устья скважины используют три вида пре-венторов: плашечные -- глухие или проходные для полного перекрытия отверстия или кольцевого пространства, если в сква-жине находится колонна труб; универсальные -- для пере-крытия отверстия в скважине, если в ней находится любая часть бурильной колонны: замок, труба, ведущая труба, вра-щающиеся -- для уплотнения устья скважины с вращающей-ся в ней трубой или ведущей трубой.

Ни плашечные, ни универсальные превенторы не рассчитаны на вращение колонны, если они полностью закрыты.

СХЕМЫ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Существует большое разнообразие конструкций скважин и условий бурения, поэтому для обеспечения надежности охраны окружающей среды и недр земли схемы оборудования устья скважин стандартизованы. ГОСТ 13862--80 предусматривает четыре типовых схемы оборудования устья скважин с числом плашечных превенторов от одного до четырех при бурении на суше. Схемы оборудования при установке превенторов на дне моря и большой толще воды значительно сложнее.

В зависимости от ожидаемой интенсивности нефтегазопроявлений в скважине рекомендуются следующие схемы монтажа оборудования для герметизации устья скважины:

двухпревенторная с двумя линиями манифольда (рис.XIII.а);

трехпревенторная с двумя линиями манифольда (рис. XIII.1,6);

трехпревенторная с тремя линиями манифольда (рис. XIII.1,в);

трехпревенторная с четырьями линиями манифольда (рис. XIII.1,г).

Обвязка превенторов -- манифольд -- предназначена для управления давлением в скважине при нефтегазопроявлениях путем воздействия на пласт закачкой раствора и создания про-тиводавления на него. Манифольд состоит из линий дросселиро-вания и глушения, которые соединяются со стволовой частью оборудования для герметизации и представляют собой систему трубопроводов и арматуры (задвижки и регулируемые дроссели с ручным или гидравлическим управлением, манометры и др.).

Линия глушения соединяется с буровыми насосами и служит для закачки в скважину утяжеленного раствора по межтрубному пространству. При необходимости линия глушения используется для слива газированного бурового раствора в ка-меру-дегазатор циркуляционной системы буровой установки.

Линия дросселирования служит для слива бурового раствора и отбора флюидов из скважины с противодавлением на пласт, а также для закачки в скважину жидкости с по-мощью цементировочных агрегатов. В схеме на рис. XIII.1, г, применяемой при бурении скважин с повышенной опасностью нефтегазопроявлений, верхняя линия дросселирования служит резервной.

Манифольды рассчитывают на рабочее давление 21, 35, 70 МПа. В зависимости от конструкций задвижек они бывают двух типов: МП -- с клиновыми задвижками и МПП -- с пря-моточными задвижками. Манифольды типа МП в блочном ис-полнении шифруются МПВ. В шифре манифольдов цифрами указывается диаметр их проходного отверстия (в мм) и рабочее давление (в МПа). Например, манифольд диаметром 80 мм (принимаемый в настоящее время для всех манифольдов) на давление 35 МПа шифруется МПВ-80Х35.

Манифольды устанавливают на рамах-салазках с телескопи-ческими стойками, позволяющими регулировать высоту их рас-положения в пределах 0,65--1,25 м в зависимости от положения колонной головки над устьем скважины. Высота расположения головки изменяется после спуска и цементирования каждой обсадной колонны. Высота разъемного желоба устанавливается по расстоянию между фланцевой катушкой и ротором буровой установки.

Как видно из схем на рис. XIII.1, на установках монтируют один или два плашечных превентора. В морских скважинах с устьем на дне моря устанавливают три, а иногда и четыре плашечных превентора, а над ними универсальный превентор. В морских установках монтируют иногда два универсальных превентора. При бурении под давлением над этим превентором располагают вращающийся превентор.

После монтажа линии манифольдов превенторы подвергают гидроиспытаниям под давлением в 1,5 раза превышающим ра-бочее. Испытания проводят с использованием смазки «Нефте-газ-203» марки В или индустриального масла 12 или 20 по ГОСТ 20799--75 с добавкой 25--30% по объему смазки «Неф-темаз-203» марки Б.

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРЕВЕНТОРОВ

Плашечные превенторы

Превентор, выпускаемый ВЗБТ (рис. ХШ.2) состоит из стального литого корпуса 7, к которому на шпильках крепятся крышки / четырех гидравлических цилиндров 2. В полости А цилиндра 2 размещен главный поршень 3, укрепленный на што-ке 6. Внутри поршня размещен вспомогательный поршень 4, служащий для фиксации плашек 10 в закрытом состоянии от-верстия Г ствола скважины. Для закрытия отверстия плашками жидкость, управляющая их работой, поступает в полость А, под действием давления которой поршень перемещается слева на-право.

Вспомогательный поршень 4 также перемещается вправо, и в конечном положении он нажимает на кольцо-защелку 5 и фиксирует тем самым плашки 10 в закрытом состоянии, что исключает самопроизвольное их открытие. Чтобы открыть от-верстие Г ствола, надо передвинуть плашки влево. Для этого управляющая жидкость должна быть подана под давлением в полость В, которая перемещает вспомогательный поршень 4 по штоку 6 влево и открывает защелку 5. Этот поршень, дойдя до упора в главный поршень 3, передвигает его влево, тем са-мым раскрывая плашки. При этом управляющая жидкость, на-ходящаяся в полости Ј, выжимается в систему управления.

Плашки 10 превентора могут быть заменены в зависимости от диаметра уплотняемых труб. Торец плашек по окружности уплотняется резиновой манжетой 9, а крышка 1 -- проклад-кой //. Каждый из превенторов управляется самостоятельно, но обе плашки каждого превентора действуют одновременно. Отверстия 8 в корпусе 7 служат для присоединения превентора к манифольду. Нижним торцом корпус крепится к фланцу устья скважины, а к верхнему его торцу присоединяется универсаль-ный превентор.

Как видно, плашечный превентор с гидравлическим управ-лением должен иметь две линии управления: одну для управ-ления фиксацией положения плашек, вторую для их перемеще-ния. Превенторы с гидравлическим управлением в основном применяют при бурении на море. В ряде случаев нижний пре-вентор оборудуется плашками со срезающими ножами для пе-ререзания находящейся в скважине колонны труб.

Для бурения на суше применяют в основном однокорпусные плашечные превенторы с двойной системой перемещения пла-шек: гидравлической и механической без системы гидравличе-ского управления их фиксацией. По конструкции эти превенто-ры (рис. XIII.3) значительно проще. Такой превентор состоит из корпуса 2, внутри которого помещаются плашки и крышки с гидроцилиндрами 1 и 5. Корпус 2 представляет собой сталь-ную отливку коробчатого сечения, имеющую проходное верти-кальное отверстие диаметром D и сквозную горизонтальную прямоугольную полость, в которой размещаются плашки. Пере-крывающие устье скважины плашки комплектуются под опре-деленный размер трубы. При отсутствии в скважине бурильных труб устье перекрывается глухими плашками.

Плашки превентора разъемной конструкции состоят из кор-пуса 9, сменных вкладышей 11 и резинового уплотнения 10. Плашку в собранном виде насаживают на Г-образный паз а штока 7 и вставляют в корпус превентора. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками гидроцилинд-ров / и 5, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышка к кор-пусу крепится болтами 4.

Каждая плашка перемещается поршнем 6 гидравлического цилиндра 8. Масло от коллектора 3 по стальным трубкам и через поворотное ниппельное соединение под давлением посту-пает в гидроцилиндры. Полость плашек превентора в зимнее время (при температуре --5°С и ниже) обогревается паром, подаваемым в паропроводы. Поршень со штоком, крышка и цилиндры уплотняются при помощи резиновых колец.

Универсальные превенторы

Универсальный превентор предназначен для повышения на-дежности герметизации устья скважины. Его основной рабочий элемент -- мощное кольцевое упругое уплотнение, которое при открытом положении превентора позволяет проходить колонне бурильных труб, а при закрытом положении---сжимается, вследствие чего резиновое уплотнение обжимает трубу (веду-щую трубу, замок) и герметизирует кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами. Эластичность резино-вого уплотнения позволяет закрывать превентор на трубах различного диаметра, на замках и УБТ. Применение универ-сальных превенторов дает возможность вращать и расхажи-вать колонну при герметизированном кольцевом зазоре.

Кольцевое уплотнение сжимается либо в результате непо-средственного воздействия гидравлического усилия на уплот-няющий элемент, либо вследствие воздействия этого усилия на уплотнение через специальный кольцевой поршень.

Универсальные превенторы со сферическим уплотняющим элементом и с коническим уплотнителем изготовляет ВЗБТ.

Универсальный гидравлический превентор со сферическим уплотнением плунжерного действия (рис. XIII.4) состоит из корпуса 3, кольцевого плунжера 5 и кольцевого резинометал-лического сферического уплотнителя /. Уплотнитель имеет форму массивного кольца, армированного металлическими вставками двухтаврового сечения для жесткости и снижения износа за счет более равномерного распределения напряжений. Плун-жер 5 ступенчатой формы с центральным отверстием. Уплотни-тель / фиксируется крышкой 2 и распорным кольцом 4. Корпус, плунжер и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры А и Б, изолированные друг от друга манжетами плун-жера.

При подаче рабочей жидкости под плунжер 5 через отвер-стие в корпусе превентора плунжер перемещается вверх и об-жимает по сфере уплотнение / так, что оно расширяется к цент-ру и обжимает трубу, находящуюся внутри кольцевого уплот-нения. При этом давление бурового раствора в скважине будет действовать на плунжер и поджимать уплотнитель. Если в сква-жине нет колонны, уплотнитель полностью перекрывает отвер-стие. Верхняя камера Б служит для открытия превентора. При нагнетании в нее масла плунжер движется вниз, вытесняя жид-кость из камеры А в сливную линию. Уплотнитель расширяется и принимает прежнюю форму.

Кольцевой уплотнитель позволяет:

протаскивать колонны общей длиной до 2000 м с замками или муфтами с конусными фасками под углом 18°;

расхаживать и проворачивать колонны;

многократно открывать и закрывать превентор.

Конструкция превентора допускает замену уплотнителя без его демонтажа. Управление универсальным превентором может осуществляться либо с помощью ручного плунжерного насоса, либо с помощью насоса с электроприводом. Время закрытия универсального превентора гидроприводом 10 с.

Вращающиеся превенторы

Вращающийся превентор применяется для герметизации устья скважины в процессе ее бурения при вращении и расхаживании бурильной колонны, а также при СПО и повышенном давлении в скважине. Этот превентор уплотняет ведущую тру-бу, замок или бурильные трубы, он позволяет поднимать, спускать или вращать бурильную колонну, бурить с обратной промывкой, с аэрированными растворами, с продувкой газо-образным агентом, с равновес-ной системой гидростатическо-го давления на пласт, опробо-вать пласты в процессе газо-проявлений.

Основной элемент вращаю-щегося превентора (рис. ХШ.5) -- уплотнитель 2, поз-воляющий протаскивать инст-румент через его отверстие. Уплотнитель состоит из метал-лического основания и резино-вой части, прикреплен к ство-лу 4 при помощи байонетного соединения и болтов. От прово-рачивания его предохраняют шпоночные выступы, входящие в вырезы ствола.

В патроне 7 превентора на двух радиальных 5 и одном упор-ном 6 подшипниках качения смонтирован ствол 4. Манжетные уплотнения 3 служат для предохранения превентора от попада-ния в него жидкости из скважины между стволом, корпусом и патроном. Фиксация патрона 7 в корпусе / осуществляется за-щелкой 9, которая открывается под давлением масла, подавае-мого ручным насосом через штуцер 8.