

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Нефтегазовое отделение имени Ю.Г. Эрвье МПК**

ОТЧЕТ
о прохождении учебной практики

Обучающегося
Группы БСр-20-(11)-1
Профессия 21.01.03 Бурильщик
эксплуатационных и разведочных
скважин

Место прохождения производственной практики нефтегазовое отделение им. Ю.Г. Эрвье МПК
Срок прохождения производственной практики
с «28» сентября 2020 г. по « 02 » ноября 2020 г.

Подпись руководителя практики _____ Дмитриев А.А.

Тюмень, 2020

Содержание

Введение.....	3
1.1 Буровые вышки и оборудование для спуска и подъема бурильной колонны.....	4
1.2 Буровые лебедки и талевая система.....	8
1.3 Морские буровые установки.....	15
1.4 Оборудование и инструмент для бурения скважин.....	19
1.5 Методы ликвидации ГНВП.....	21
1.6 Правила ликвидации ГНВП и последовательность действий при возникновении ГНВП.....	23
Заключение.....	25

ВВЕДЕНИЕ

Скважину бурят при помощи буровой установки, представляющей собой сложный комплекс машин, механизмов, аппаратуры, металлоконструкций, средств контроля и управления, расположенных на поверхности.

В комплект буровой установки входят: вышка для подвешивания талевой системы и размещения бурильных труб, оборудование для спуска и подъема инструмента, оборудование для подачи и вращения инструмента, насосы для прокачивания промывочной жидкости, силовой привод, механизмы для приготовления и очистки промывочной жидкости, механизмы для автоматизации и механизации спускоподъемных операций (СПО), контрольно-измерительные приборы и вспомогательные устройства. В комплект установки входят также металлические основания, на которых монтируется и перевозится оборудование.

Различные условия и цели бурения при наличии большого разнообразия глубин и конструкций скважин не могут быть удовлетворены одним типоразмером буровой установки, поэтому отечественная промышленность (ОАО «Уралмаш» и ОАО «Волгоградский вой техники») выпускает ряд буровых установок (БУ).

ОАО «Уралмаш» выпускает комплектные буровые установки и наборы бурового оборудования (НБО) для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 2500... 8000 м с дизельными(Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭР) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЕ).

Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ) производит комплектные буровые установки для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 1000...3500 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭП) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЭП).

1.1 БУРОВЫЕ ВЫШКИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКА И ПОДЪЕМА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Буровую установку для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирают по допускаемой нагрузке на крюке, которую не должна превышать масса (в воздухе) наиболее тяжелой обсадной колонны.

Использование установок более высокого класса, чем это требуется по конструкции скважины, нерационально, так как, не давая существенного повышения скорости бурения, это приводит к увеличению стоимости работ. При выборе типоразмера и модели установки данного класса следует учитывать конкретные геологические, климатические, энергетические, дорожно-транспортные и другие условия бурения. В соответствии с этим выбирается тип привода (дизельный, электрический и т.д.), а также схема монтажа и транспортировки буровой установки. Каждая буровая установка характеризуется схемами транспортирования, монтажа и монтажно-транспортной базой. Установки для бурения скважин на нефть и газ подразделяются на самоходные и несамоходные. В странах СНГ бурение на нефть и газ осуществляется в основном несамоходными буровыми установками.

Для несамоходных буровых установок характерны следующие три метода монтажа и транспортировки: агрегатный (индивидуальный), мелкоблочный и крупноблочный.

Агрегатный метод заключается в индивидуальной транспортировке и монтаже каждого агрегата установки и применяется, как правило, при ее первичном монтаже. Для повторного и последующего монтажа агрегатным способом установку разбирают на агрегаты и узлы и перевозят на универсальном транспорте на новую точку бурения, где вновь монтируют оборудование и сооружения. Этот метод связан с большим комплексом трудоемких работ (строительных, плотничных, слесарных, подсобно-вспомогательных и др.), выполняемых при разборке и монтаже буровых установок на новом месте, что вызывает увеличение сроков монтажа. Поэтому агрегатный метод в настоящее время применяется редко, в основном при бурении

опорных скважин, монтаже буровых установок большой грузоподъемности и при перевозке установок на большие расстояния.

Мелкоблочный метод заключается в том, что агрегаты и узлы установки перевозят и монтируют на металлических основаниях. Такое основание со смонтированным на нем каким-либо узлом установки составляет мелкий блок (секцию-модуль). Число таких блоков определяется конструкцией установки, условиями разработки месторождения и географическими условиями. Обычно буровая установка расчленяется на 15...20 мелких блоков, габаритные размеры и масса которых позволяют перевозить их на универсальном транспорте, а в труднодоступных районах — на вертолетах.

Этот метод монтажа буровых установок широко применяют в разведочном бурении, а в некоторых районах и в эксплуатационном бурении, когда из-за сложных природно-географических условий невозможно перевозить установки крупными блоками.

Крупноблочный метод заключается в перевозке агрегатов и узлов установки крупными блоками на специальном транспорте (тяжеловозах, подкатных тележках на гусеничном или пневмоколесном ходу), установке блоков на фундаменты и соединении коммуникаций между ними. При этом буровую установку расчленяют на два-три блока массой по 60... 120 т. Крупный блок состоит из металлического основания, перевозимого на специальных транспортных средствах, и смонтированных на нем агрегатов и узлов буровой установки, кинематически связанных между собой. При перевозке таких блоков практически не нарушаются кинематические связи узлов установки и коммуникаций, не демонтируются укрытия, что позволяет исключить трудоемкие работы, выполняемые при других методах монтажа, такие как строительные, плотничные, слесарные и ряд подсобно-вспомогательных. Применение крупных блоков позволяет сократить сроки монтажа буровых установок до минимума. Однако промышленное обустройство нефтяных площадей, наличие линии высоковольтной передачи, железных и шоссейных дорог, а также ограничения, налагаемые охраной земельных угодий, снижают возможности применения этого способа, особенно в центральных районах страны. В то же время

обычный и мелкоблочный методы монтажа буровых установок занимают много времени и резко снижают производительность буровых установок.

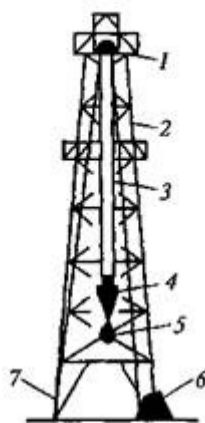
Промышленностью выпускаются буровые установки, изготовленные так, что они могут перевозиться в зависимости от местных условий различными способами.

Эти установки называются *установками универсальной монтажеспособности*

Процесс бурения сопровождается спуском и подъемом бурильной колонны в скважину, а также поддержанием ее на весу. Масса инструмента, с которой приходится при этом оперировать достигает многих сотен килоньютонов. Для того чтобы уменьшить нагрузку на канат и снизить установочную мощность двигателей применяют подъемное оборудование (рис. 1), состоящее из вышки, буровой лебедки и талевого (полиспастовой) системы. Талевая система, в свою очередь, состоит из неподвижной части — кронблока (неподвижные блоки полиспаста), устанавливаемого наверху фонаря вышки, и подвижной части — талевого блока (подвижного блока полиспаста), талевого каната, крюка и штропов. Подъемное оборудование является неотъемлемой частью всякой буровой установки независимо от способа бурения.

Рисунок 1. Спускоподъёмная вышка; 3-талевый канат; 4-та-

Буровая вышка предназначена для обсадных труб в скважину, бурения, а также для размещения оборудования, необходимого



ровой установки: 1-кронблок; 2-буровая лебедка; 7-неподвижная часть талевой системы, бурильных труб и части процесса бурения. Буровые вышки

различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции. Буровые вышки для буровых установок завода «Уралмаш» изготавливаются следующих типов. Наиболее серьезной опасностью при работе на буровых вышках является частичное или полное их разрушение. Основная причина, приводящая к падению или разрушению вышек — недостаточный надзор за их состоянием в процессе длительной эксплуатации. По этим причинам были введены изменения в правилах безопасности предусматривающие обязательные периодические проверки вышек, в

том числе с полной разборкой и ревизией их деталей, а также испытания с нагружением вышек в собранном виде.

Кроме того, вышка должна подвергаться тщательному осмотру проверке каждый раз до начала буровых работ, перед спуском обсадных колонн, освобождением прихваченной бурильной или обсадной колонны, при авариях и после сильных ветров (15 м/с для открытой местности, 21 м/с для лесной и таежной местности, а также когда вышка сооружена в котловане). Вышки мачтового типа монтируются в горизонтальном положении, а затем поднимаются в вертикальное положение при помощи специальных устройств. Транспортировка вышки осуществляется в собранном виде вместе с платформой верхового рабочего в горизонтальном положении на специальном транспортном устройстве. При этом талевая система не демонтируется вместе с вышкой. При невозможности из-за условий местности транспортирования вышки целиком она разбирается на секции и транспортируется частями универсальным транспортом.

В практике бурения кроме вышек мачтового типа продолжают использоваться вышки башенного типа, которые собираются методом сверху—вниз. Перед началом монтажа на вышечном основании монтируют подъемник. После окончания сборки вышки подъемник демонтируют.

Одновременно с монтажом буровой установки и установкой вышки ведут строительство привышечных сооружений. К ним относятся следующие сооружения.

1. Редуктор (агрегатный) сарай, предназначенный для укрытия двигателей и передаточных механизмов лебедки. Его пристраивают к вышке со стороны её задней панели в направлении, противоположном мосткам. Размеры редукторного сарая определяются типом установки.

2. Насосный сарай для размещения и укрытия буровых насосов и силового оборудования. Его строят либо в виде пристройки сбоку фонаря вышки редукторного сарая, либо отдельно в стороне от вышки. Стены и крышу редукторного и насосного сараев в зависимости от конкретных условий обшивают досками, гофрированным железом, камышитовыми щитами, резин от камнями или

полиэтиленовой плёнкой. Использование некоторых буровых установок требует совмещение редукторного и насосного сараев.

3. Приемный мост, предназначенный для укладки бурильных обсадных и других труб и перемещения по нему оборудования инструмента, материалов и запасных частей. Приемные мосты бывают горизонтальные и наклонные. Высота установки приемных мостов регулируется высотой установки рамы буровой вышки. Ширина приемных мостов до 1,5...2 м, длина до 18 м.

4. Система устройств для очистки промывочного раствора выбуренной породы, а также склады для химических реагентов и сыпучих материалов.

5. Ряд вспомогательных сооружений при бурении: на электроприводе — трансформаторные площадки, на двигателях внутреннего сгорания (ДВС) — площадки, на которых находятся емкости для горючесмазочных материалов и т. п.

6. Объекты соцкультбыта: столовая, вагоны-общежития и т.п.

1.2 БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ И ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Инструменты для свинчивания и развинчивания БТ. Буровую лебедку применяют для спуска и подъема бурильной колонны, спуска обсадных колонн, удерживания на весу неподвижной бурильной колонны или медленной ее подачи в процессе бурения. В ряде случаев буровая лебедка используется для передачи мощности от двигателя к ротору, свинчивания и развинчивания труб, подтаскивания грузов и других вспомогательных работ. Лебедка является одним из основных агрегатов буровой установки.

Спуск и подъем бурильных колонн производят много раз. Все операции повторяются систематически в строго определенной последовательности, а нагрузки на лебедку при этом носят циклический характер. При подъеме крюка мощность подводится к лебедке от двигателей, а при спуске, наоборот, тормозные устройства должны преобразовывать всю освободившуюся энергию в теплоту. Для лучшего

использования мощности во время подъема крюка с переменной по величине нагрузкой приводные трансмиссии лебедки или ее привод должны быть многоскоростными. Лебедка должна оперативно переключаться с больших скоростей подъема на малые и обратно, обеспечивая плановые включения с минимальной затратой времени на эти операции. В случаях прихватов и затяжек колонны сила тяги при подъеме должна быть быстро увеличена. Переключение скоростей для подъема колонн различной массы осуществляется периодически.

Буровая лебедка состоит из сварной рамы, на которой установлены подъемный и трансмиссионные (один или два) валы на подшипниках качения, ленточный и гидравлический или электрический тормоза и пульт управления. Кроме того, на некоторых лебедках монтируются коробки перемены передачи, позволяющие сократить число валов лебедки. По числу валов буровые лебедки делятся на одно-, двух- и трехвальные. Кинематическая связь между валами лебедок осуществляется посредством цепных передач.

Подъемный вал является основным валом буровой лебедки, а в некоторых и единственным. На нем, кроме звездочек цепной передачи барабан для навивки талевого каната, ленточный тормоз и муфта, соединяющая вал с гидравлическим или электрическим тормозом.

Трансмиссионный и промежуточный (катушечный) валы буровой лебедки осуществляют кинематическую связь между подъемным валом и приводом лебедки. Трансмиссионный вал в ряде случаев используется для передачи вращения ротору и присоединения к лебедке автомата подачи долота. На промежуточном валу, кроме звездочек цепной передачи для передачи вращения подъемному валу, монтируют специальные катушки для проведения работ по подтаскиванию грузов и свинчиванию и развинчиванию труб при спускоподъемных операциях. Для выполнения этих работ применяются вспомогательные лебедки и пневматические раскрепители. В результате этого упрощаются конструкции буровой лебедки и повышается безопасность работ по подтаскиванию грузов и вспомогательных работ при спускоподъемных операциях.

Пневмораскрепители предназначены для раскрепления замковых соединений бурильных труб. Пневмораскрепитель состоит из цилиндра, в котором перемещается поршень со штоком. Цилиндр с обоих концов закрыт крышками, в одной из которых установлено уплотнение штока. На штоке с противоположной стороны от поршня крепится металлический трос, другой конец которого надевается на машинный ключ. Под действием сжатого воздуха поршень перемещается и через трос вращает машинный ключ. Максимальная сила, развиваемая пневматическим цилиндром при давлении сжатого воздуха 0,6 МПа, равна 50...70 кН. Ход поршня (штока) пневмоцилиндра 740...800 мм.

Подъем и спуск бурильных труб в целях замены сработавшегося долота состоит из одних и тех же многократно повторяемых операций. При этом к машинам относятся операции подъема свечи из скважин и порожнего элеватора. Все остальные операции являются машинно – ручными или ручными требующими затрат больших физических усилий.

К ним относятся:

- при подъеме:
 - посадка колонны на эlevator;
 - развинчивание резьбового соединения;
 - установка свечи на подсвечник;
 - спуск порожнего элеватора;
 - перенос штропов на загруженный эlevator;
- при спуске:
 - вывод свечи из-за пальца и с подсвечника;
 - свинчивание свечи с колонной;
 - спуск свечи в скважину;
 - посадка колонны на эlevator;
 - перенос штропов на свободный эlevator.

Для производства спускоподъемных операций буровая бригада должна быть оснащена, во-первых, инструментом для захвата и подвешивания колонны труб. В

качестве такого инструмента применяются элеваторы, клинья и слайдеры (элеваторы с плашечными захватами). Во-вторых, инструментом для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб (машинные, круглые ключи и т.п.).

Устройства для захвата и подвешивания колонн различаются по размерам и грузоподъемности. Обычно это оборудование выпускается для бурильных труб размером 60, 73, 89, 114, 127, 141, 169 мм с номинальной грузоподъемностью 75, 125, 140, 170, 200, 250, 320 т. Для обсадных труб диаметром от 194 до 426 мм применяют клинья четырех размеров: 210, 273, 375 и 476 мм, рассчитанные на грузоподъемность от 125 до 300 т.

Элеватор служит для захвата и удержания на весу колонны бурильных (обсадных) труб при спускоподъемных операциях и других работах в буровой. Применяют элеваторы различных типов, отличающиеся размерами в зависимости от диаметра бурильных или обсадных труб, грузоподъемностью, конструктивным использованием и материалом для их изготовления. Элеватор при помощи штропов подвешивается к подъемному крюку (рис.2).

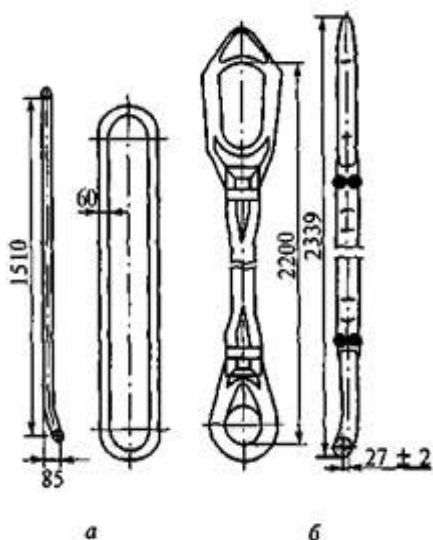
Клинья для бурильных труб используют для подвешивания бурильного инструмента в столе ротора. Они вкладываются в конусное отверстие ротора. Применение клиньев ускоряет работы по спускоподъемным операциям. В последнее время широко применяются автоматические клиновые захваты с пневматическим приводом типа ПКР (в этом случае клинья в ротор вставляются не вручную, а при помощи специального привода, управление которым внесено на пульт бурильщика).

Для спуска тяжелых обсадных колонн применяют клинья с не разъемным корпусом. Их устанавливают на специальных подкладках над устьем скважины. Клин состоит из массивного корпуса воспринимающего массу обсадных труб. Внутри корпуса находится плашки предназначенные для захвата обсадных труб и удержания их в подвешенном состоянии. Подъем и опускание плашек осуществляется поворотом рукоятки в ту или другую сторону вокруг клина, что достигается наличием наклонных исправляющих вырезов в корпусе, по которым при помощи рычага перекачиваются ролики плашек.

Для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб применяется специальный инструмент. В качестве такого инструмента используют различные ключи. Одни из них предназначены для свинчивания, а другие — для крепления и открепления резьбовых соединений колонны. Обычно легкие круговые ключи для предварительного свинчивания рассчитаны на замки одного диаметра, а тяжелые машинные ключи для крепления и открепления резьбовых соединений — на два, а иногда и более размеров бурильных труб и замков.

Рисунок 2. Штрог

Операции крепления обсадных колонн осуществляются (задерживающий) — не Ключи подвешивают в специальных «пальцах» перекидывают стальной конец этого каната прикре уравнивающему ключу



двухсторонние; б-односторонние
 резьбовых соединений бурильных и обсадных труб и ключами; при этом один ключ (задерживающий) — подвижный, а другой — к противовесу, для этого у полатей наложены ролики и через них перекидывают талевого каната. Один ключ вращают вверх или вниз.

На основе создания ряда механизмов для автоматизации и механизации отдельных операций спускоподъемных работ был создан автомат спуска-подъема. Комплекс механизмов АСП предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций. Он обеспечивает:

- совмещение во времени подъема и спуска колонны труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи колонной бурильных труб;
- механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их в центр, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.

При спускоподъемных операциях необходимо соблюдать целый ряд основных положений.

Спускоподъемные операции (скорости спуска и подъема, момент начала подъема, проработки и др.) должны производиться в соответствии с режимно-технологической картой (технически проектом на строительство скважины) или указанием бурового мастера, начальника буровой, инженерно-диспетчерской службой руководства Районной инженерно-технической службы (РИТС) или разведки.

Для проведения работ по спуску, подъему и наращиванию бурильной колонны буровая установка должна быть оснащена комплектом механизмов и приспособлений малой механизации. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую трубу и первую свечу следует поднимать из скважины на первой скорости. Запрещается раскреплять резьбовые соединения свечей бурильных труб и других элементов компоновки бурильной колонны при помощи ротора. Также запрещается останавливать вращение колонны бурильных труб включением обратного хода ротора.

При спуске бурильных и утяжеленных бурильных труб в скважину резьбовые соединения следует докреплять машинными и автоматическими ключами, контролируя зазор между соединительными элементами и соблюдая по показаниям моментомера величину допустимого крутящего момента, установленную действующей инструкцией.

При спуске бурильной колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.

Посадка бурильной колонны на ротор во время СПО должна производиться плавно без толчков и ударов. При появлении посадок во время спуска бурильной колонны в этих местах следует производить промывку или проработку ствола скважины. Допустимые величины посадок и затяжек бурильной колонны зависят от технических и геологических условий и должны определяться в каждом отдельном случае буровым мастером или технологической службой.

Запрещается работать без приспособления для правильного наматывания талевого каната на барабан лебедки.

При подъеме из скважины труб и других элементов компоновки колонны наружные поверхности их должны очищаться от остатков бурового раствора с помощью специальных приспособлений

Колонна бурильных, обсадных труб и УБТ, захватываемая пневматическим клиньевым захватом, должна быть составлена с учетом допустимых нагрузок на нее, приведенных в инструкции по эксплуатации ПКР. Запрещается во время работы клинового захвата находиться на роторе членам буровой бригады, поднимать или спускать колонну труб при неполностью поднятых клиньях, вращать стол ротора при поднятых клиньях, работать с деформированными бурильными или обсадными трубами оставляя устье скважины открытым. Необходимо устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов! в скважину.

При вскрытии газоносных и склонных к поглощению буровое раствора пластов спуск и подъем бурильной колонны следует производить при пониженных скоростях с целью снижения возможности возникновения гидроразрыва проницаемых горизонтов и вызова притока из пласта.

При подъеме бурильной колонны из скважины следует производить долив в скважину бурового раствора с теми же показателями свойств, что и у раствора, находящегося в ней. Буровой маэ (начальник буровой) должен осуществлять проверку спуск подъемных механизмов в соответствии с графиком профилактического осмотра и результаты проверки заносить в специальный журнал. Периодически должна производиться дефектоскопия спускоподъемного оборудования.

1.3 МОРСКИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

В отличие от бурения на суше функциональная схема бурения морской скважины осложняется наличием толщи воды между устьем скважины и буровой установкой.

Выделяют следующие способы бурения скважин на акваториях:

- с морских стационарных платформ;
- гравитационных морских стационарных платформ;
- самоподъемных буровых установок;
- полупогружных буровых установок;
- буровых судов.

Морская стационарная платформа — это буровое основание, опирающееся на дно акватории и возвышающееся над уровнем моря. Так как по окончании эксплуатации скважины МСП остается на месте сооружения, то схемой бурения морской скважины в отличие от схемы строительства наземной скважины предусмотрено наличие водоотделяющей колонны, изолирующей скважину от толщи воды и соединяющей подводное устье с буровой площадкой морской стационарной платформы. Устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется также на МСП.

Для буксировки платформы к месту строительства скважины требуется четыре или пять буксиров. Обычно в буксировке МСП участвуют и другие вспомогательные суда (портовые тягачи, суда сопровождения и т.п.). В хорошую погоду средняя скорость буксировки составляет 1,5 - 2,0 уз/ч.

Гравитационная морская стационарная платформа — буровое основание, изготовленное из железобетона и стали. Она строится в глубоководных заливах и затем с помощью буксиров доставляется на точку бурения эксплуатационных и разведочных скважин. ГМСП предназначена не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки ее танкерами к месту переработки. Платформа обладает большим весом, поэтому для удержания ее на точке бурения не требуется дополнительных устройств.

После разработки месторождения производится консервация всех скважин, отсоединение установки от устьев скважин, отрыв ее от морского дна и транспортировка на новую точку в пределах данной площади или в другой регион бурения и добычи нефти и газа. В этом заключается преимущество ГМСП перед МСП, которая после разработки месторождения остается в море навсегда.

Самоподъемная плавучая буровая установка обладает достаточным запасом плавучести, что имеет большое значение для ее транспортировки на точку бурения вместе с буровым оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. На месте бурения с помощью специальных подъемных механизмов и опор устанавливают СПБУ на морское дно. Корпус установки поднимают над уровнем моря на недостижимую для морских волн высоту. По способу монтажа превенторных устройств и способу соединения буровой площадки с подводным устьем скважины СПБУ аналогична МСП. Для обеспечения надежности эксплуатации скважины обсадные колонны подвешивают под столом ротора. По завершении бурения и после освоения разведочной скважины устанавливают ликвидационные мосты и все обсадные колонны обрезают ниже уровня дна моря.

Полупогружная плавучая буровая установка состоит из корпуса, который включает в себя собственно буровую площадку с оборудованием и понтоны, соединенные с площадкой стабилизирующими колоннами. В рабочем положении на точке бурения понтоны заполняются расчетным количеством морской воды и погружаются на расчетную глубину под воду; при этом действие волн на платформу уменьшается. Так как ППБУ подвержена качке, то жесткое соединение ее с подводным устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны (райзера) невозможно. Поэтому для предотвращения разрушения связки *устье — ППБУ* в составе водоотделяющей колонны предусмотрены телескопическое соединение с герметизирующим узлом и герметичные шарнирные соединения ВОК. с плавсредством и подводным устьевым противовыбросовым оборудованием. Герметичность подвижных элементов водоотделяющей колонны должна обеспечивать изоляцию скважины от морской воды и безопасность работ при допустимых условиях эксплуатации.

На точку бурения ППБУ доставляют с помощью буксирных судов и удерживают на ней якорной системой в течение всего периода бурения и испытания скважины. По окончании ее строительства ППБУ снимают с точки бурения и перегоняют на новое место

При строительстве глубоких морских нефтяных и газовых скважин используется *буровое судно*, на котором смонтировано все буровое и вспомогательное оборудование и находится необходимый запас расходного материала. По точке бурения БС идет своим ходом; его скорость достигает 13 уз/ч (24 км/ч). Над точкой бурения судно удерживается с помощью динамической системы позиционирования, которая включает в себя пять подруливающих винтов и два ходовых винта, постоянно находящихся в работе.

Противовыбросовое подводное оборудование устанавливается на морское дно после постановки БС на точку бурения, оно связано с устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны с дивертором, двух шарнирных соединений и телескопического соединения для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений бурового судна в процессе строительства скважины.

Основным фактором, влияющим на выбор типа плавучих буровых средств, является глубина моря на месте бурения. До 1970 г самоподъемные буровые установки использовались для бурения скважин при глубинах 15—75 м, в настоящее время — до 120 м и более. Плавучие установки полупогружного типа с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины применяются для производства геологоразведочных работ при глубинах акваторий до 200—300 м и более.

Буровые суда, благодаря более высокой маневренности и скорости перемещения, большей автономности по сравнению с ППБУ, используются при бурении поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах акваторий до 1500 м и более. Имеющиеся на судах большие запасы расходных материалов, рассчитанные на 100 дней работы установки, обеспечивают успешное бурение скважин, а большая скорость передвижения судна — быструю их перебазировку с пробуренной скважины на новую точку. В отличие от ППБУ для БС имеются большие ограничения в работе в зависимости от волнения моря. Так, при бурении вертикальная качка буровых судов допускается до 3,6 м, а для ППБУ — до 5 м. Так как ППБУ обладает большей остойчивостью (за счет погружения нижних понтонов на расчетную глубину) по сравнению с буровыми судами, то вертикальная

качка ППБУ составляет 20—30 % от высоты волны. Таким образом, бурение скважин с ППБУ осуществляют при значительно большем волнении моря, чем при бурении с БС. К недостаткам полупогружной плавучей буровой установки можно отнести малую скорость передвижения с пробуренной скважины на новую точку.

В мировой практике бурения большое значение уделяется вопросам классификации ПБС. По способу установки над скважиной в процессе бурения их подразделяют:

- на опирающиеся при бурении на морское дно (плавучие буровые установки самоподъемного и погружного типов);
- производящие бурение в плавучем состоянии (полупогружные буровые установки и буровые суда)

Самоподъемные плавучие буровые установки имеют большой корпус, запас плавучести которого обеспечивает буксировку установки к месту работы вместе с технологическим оборудованием, инструментом и необходимым запасом расходных материалов. При буксировке СПБУ опоры подняты, а на точке бурения они опускаются на дно и залавливаются в грунт. По этим опорам корпус установки поднимается на расчетную высоту над уровнем моря.

1.4 ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

При бурении вращательным способом, как и сверлении отверстия в любом материале, необходимо, чтобы разрушающему инструменту (долоту, коронке, сверлу и т. п.) передавалось, во-первых, вращательное движение, во-вторых, нагрузка, обеспечивающая достаточный нажим на разрушаемый материал, а также были созданы условия для удаления разрушенных частиц вещества (породы). Исходя из этого применяют оборудование для бурения скважин, состоящее из ротора, вертлюга с буровым шлангом, буровых насосов и силового привода. В случае если долота приводятся во вращение не с поверхности земли, а непосредственно на забое кроме перечисленного оборудования используют гидравлические забойные двигатели или электробурь.

Роторы применяют для передачи вращения колонне бурильных труб в процессе бурения, поддержания ее на весу при спускоподъемных операциях и вспомогательных работах.

Ротор — это редуктор передающий вращение вертикально подвешенной колонне от горизонтального вала трансмиссии.

Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки возникающие в процессе бурения и при спускоподъемных операциях. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. На внешнем конце вала ротора, на шпонке, может цепное колесо или полумуфта карданного вала. Стол ротора 1 подшипниках качения. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения бурильной колонны от действия неактивного момента ротор застопоривают защелкой или стопорным механизмом.

При передаче вращения ротору от двигателя через лебедку скорость вращения ротора изменяют при помощи передаточных механизмов лебедки или же путем смены цепных колес. Чтобы не связывать работу лебедки с работой ротора, в ряде случаев при роторном бурении применяют индивидуальный, т. е. не связанный с лебедкой, привод к ротору.

Вертлюг применяют для соединения талевого системы с бурильной колонной. Он обеспечивает, во-первых, вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, и, во-вторых, подачу через нее промывочной жидкости.

Все вертлюги имеют принципиально общую конструкцию. Вертлюг состоит из двух узлов — системы вращающихся и невращающихся деталей. Невращающуюся часть вертлюга подвешивают к подъемному крюку, а к вращающейся части вертлюга подвешивают бурильную колонну.

Для соединения с бурильным инструментом на нижний конец ствола вертлюга навинчивается переводник с левой резьбой. Подача промывочной жидкости от неподвижной нагнетательной линии к вертлюгу и далее к вращающимся бурильным трубам осуществляется при помощи гибкого резинового шланга (рукава).

Буровой шланг состоит из внутреннего резинового слоя, нескольких слоев прокладок из прорезиненной ткани с соответственным числом промежуточных слоев резины, металлических плетенок и наружного слоя резины.

В настоящее время применяют буровые шланги, рассчитанные на давление 32, 25, 20, 16 и 10 МПа. Буровые шланги выпускаются длиной от 10 до 18 м с условными внутренними диаметрами 63, 80 и 100 мм. Для очень высоких давлений используют металлические шланги, состоящие из отдельных секций, шарнирно соединенных друг с другом.

В последнее время за рубежом, особенно при бурении на море, используются силовые вертлюги (верхний вращатель). Верхний вращатель бурильной колонны уже давно используется при бурении мелких скважин малого диаметра с передвижных буровых установок, где он установлен на подвижной траверсе, которая перемещается по вертикали при помощи гидроцилиндров. При бурении скважин на нефть и газ силовой вертлюг выполняет функции крюка, вертлюга, ротора, механических ключей. При его использовании не нужна бурильная ведущая труба и шурф под нее, а также намного облегчается труд помощника бурильщика, поскольку элеватор механически подается в необходимую позицию. Вместо наращиваний одиночками можно наращивать бурильную колонну трёхтрубными свечами.

Основной недостаток существующих конструкций силовых вертлюгов - высокая стоимость. Они пока не нашли применения в нашей стране, да и за рубежом они используются не часто, главным образом при бурении скважин с морских оснований и горизонтальных скважин. Вместе с тем нельзя не отметить, что это перспективный механизм, который со временем займет достойное место в буровой технике.

При бурении осуществляется промывка скважины при помощи буровых насосов. Буровые насосы предназначены для подачи под давлением промывочной жидкости в скважину. Для бурения используются только горизонтальные приводные двух- и трехцилиндровые поршневые насосы.

Достаточно широко применяются трехцилиндровые (трехпоршневые) буровые насосы одностороннего действия. К основным отличиям и особенностям буровых насосов этого типа относятся: наличие трех цилиндропоршневых пар одностороннего действия; повышенные линейные скорости поршней (число ходов в единицу времени) и связанная с этим необходимостью установки во всасывающей трубе подпорного насоса; значительно меньшая степень неравномерности подачи жидкости и улучшенные динамические характеристики работы приводной и гидравлических частей.

1.5 МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ ГНВП

Существует два метода:

метод уравновешенного пластового давления

При ликвидации проявления первым методом забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса. При этом поступление флюида прекратится вплоть до полного глушения.

Существует четыре способа осуществления этого метода:

1) способ непрерывного глушения скважины: процесс вымыва и глушения начинают вести сразу на растворе с плотностью, необходимой для выполнения условия – $P_{\text{заб}} > P_{\text{пласт}}$. При этом способе в скважине возникают наиболее низкие давления, следовательно, он наиболее безопасен. Однако для его осуществления необходимо иметь достаточный запас утяжелителя и средств быстрого приготовления раствора на буровой.

2) Способ ожидания утяжеления: после обнаружения проявления закрывают скважину и приступают к приготовлению раствора необходимой плотности и требуемого объема. Во время приготовления раствора держат постоянным давление в бурильных трубах, что обеспечивает постоянное пластовое давление при всплытии пачки флюида. Недостатком этого метода является необходимость правильного

регулирования давления всплывающей пачки флюида, т. е. чтобы давления не превысили допустимых оборудованием, а также возможен прихват бурильного инструмента, так как скважина остается без циркуляции. Преимущество этого способа

над предыдущим заключается в том, что мы можем приготовить раствор одинаковой

плотности, а также при этом способе будут возникать наименьшие максимальные давления, так как когда газ еще не подошел к устью и тяжелый раствор начал заполнять КЗП, мы все больше и больше приоткрываем штуцер, следовательно, газовая пачка больше растягивается и теряет давление при подходе к устью.

3) Способ двухстадийного глушения скважины. На первой стадии производится вымыв флюида из скважины на том же растворе, на котором получили проявление. Одновременно приступают к заготовке раствора с плотностью, необходимой для глушения скважины. На второй стадии глушения производят закачку в скважину утяжеленного раствора. Этот способ проще двух предыдущих, относительно безопасен, но при его осуществлении создаются наиболее высокие давления в скважине.

4) Двухстадийный растянутый способ. На первой стадии с противодавлением ведут вымыв поступившего флюида скважины на том же растворе, на котором

получили проявление. После вымыва пластового флюида, не прекращая циркуляции, увеличивают плотность циркулирующего раствора до требуемой плотности и тем самым производят глушение проявляющего пласта. Этот способ применяют при отсутствии нужных для приготовления раствора емкостей.

метод ступенчатого глушения скважины

К использованию этого метода прибегают тогда, когда при использовании предыдущих методов возникают давления, превышающие допустимые давления на устье.

1.6 ПРАВИЛА ЛИКВИДАЦИИ ГНВП И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ДЕЙСТВИЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ГНВП

1) В случае неуверенности в ГНВП, необходимо остановить насосы, при этом забойное давление снизится (не будет динамической составляющей) и проявление должно сразу проявиться, если оно имеет место.

2) При наличии проявления следует, как можно скорее, загерметизировать скважину, так как максимальные давления, которые будут возникать при ликвидации проявления, будут тем больше, чем больше объем поступившего флюида.

Порядок действий при герметизации скважины: остановить вращение ротора; поднять инструмент так, чтобы замковое соединение не находилось в зоне плашек превентора;

остановить насосы;

открыть гидроуправляемую задвижку на линии ведущей к открытому дросселю;

закрыть превентор;

медленно закрыть дроссель или задвижку на выходе превентора, следя за тем, чтобы давление в обсадной колонне не превышало допустимое давление разрыва труб или гидроразрыва пород.

3) регистрация давлений:

- дать возможность и время избыточным давлениям в бурильных трубах и КЗП стабилизироваться. Для этого требуется не более 5-10 минут. Затрачивать больше времени не допускается, так как в случае газопроявлений всплывающая пачка будет вносить значительные погрешности, также возможен случай, когда проявляющийся пласт является плохопроницаемым, то есть он не сразу передал свое давление, следовательно, мы не верно определим пластовое давление и рассчитаем плотность раствора, требуемую для глушения скважины, что приведет к новому проявлению и потребуются второй цикл, но ждать больше 10 минут нельзя, так как это может всплывать газовая пачка;

- необходимо записать избыточное давление в трубах и затрубье, объем проявления, который равняется увеличению объема с приемной емкости, это значение

используется для расчета максимальных ожидаемых давлений при глушении скважины. В случае наличия в бурильных трубах обратного клапана избыточное давление в трубах можно определить с помощью цементированного агрегата, закачивая раствор в трубы с малой производительностью.

4) Выбор производительности насосов и давления глушения
Производительность обычно берут вдвое меньше, чем при бурении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учебная практика проходила на учебном полигоне, расположенном в с. Успенское Тюменского района. На участке площадью 8147м² находится:

- буровая установка БУ 80-бдр;
- комплекс оборудования по добыче нефти и газа;
- мобильные дома типа «Кедр»;
- вспомогательное оборудование;
- дизельэлектростанция ЯМЗ-238;
- противовыбросовое оборудование;

- трубный ключ АКБ-3М с пультом и обвязкой;
- гидравлический индикатор веса ГИВ-6;
- вертикальный шламовый насос ВШМ-150.

Буровая установка была введена в эксплуатацию в декабре 2005г.