

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Саратовский государственный университет
имени Н.Г.Чернышевского»**



В. М. Мухин, А. Д. Коробов

Бурение нефтяных и газовых скважин

Учебно-методическое пособие

Москва; Саратов



2015

УДК 622.24(072.8)

ББК 33.131я73

М 92

Рекомендовано к изданию кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых СГУ

Рецензенты: М. Ю. Востриков, ген. дир. ЗАО «Инзэрнефть», канд. г.-м. наук.;

А. Т. Колотухин, кандидат г.-м. наук, доцент.

М 92 Мухин Владимир Михайлович, Коробов Александр Дмитриевич

Бурение нефтяных и газовых скважин : учебно-методическое пособие / В. М. Мухин, А. Д. Коробов. — Москва; Саратов : ОАО «Центральный коллектор библиотек «БИБКОМ», 2015. — 44 с. : 21 рис. цв., ч/б. — **ISBN 978-5-905563-57-7**

Учебно-методическое пособие составлено применительно к программам курса: «Бурение нефтяных и газовых скважин» специальности 130101 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа» квалификация выпускников «специалист» и курса «Бурение скважин» для направления подготовки специальности 020700 «Геология» профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика» квалификация выпускников бакалавр. Пособие соответствует «Положению об учебной буровой практике» для перечисленных выше специальностей. В предлагаемом учебно-методическом руководстве приводятся сведения, необходимые для успешного усвоения знаний о процессе бурения, полученных обучающимися на теоретических занятиях.

УДК 622.24(072.8)

ББК 33.131я73

ISBN 978-5-905563-57-7

© Мухин, В. М., 2015

© Коробов, А. Д., 2015

© ОАО «ЦКБ «БИБКОМ», 2015

ВВЕДЕНИЕ. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЁТА О ПРАКТИКЕ

Курсы «Бурение скважин», «Бурение и ГИС» и «Буровые станки и бурение скважин» в подготовке специалистов в области геологии и разведки месторождений нефти и газа занимают особое место. Только основываясь на данных бурения всех категорий и видов скважин, используемых в нефтяной и газовой промышленности можно со всей полнотой изучить стратиграфический разрез месторождения углеводородов, его тектоническое строение, соотношение структурных планов, коллекторские и флюидоупорные свойства пород, установить характер насыщения продуктивных горизонтов, строение залежей и подсчитать их запасы. Извлечение последних на поверхность возможно только в результате бурения специальных скважин.

За время обучения в университете будущие геологи-нефтяники должны хорошо освоить знания о современной технологии бурения и буровом оборудовании. Это необходимо, прежде всего, для правильного понимания и грамотной интерпретации той части огромного объёма геологической информации, которая может быть получена только в результате проходки скважин. Геологическая служба соответствующих предприятий осуществляет контроль над всем процессом проводки скважин. Геолог непосредственно принимает в нём участие, начиная с составления геолого-технического наряда, кончая опробованием скважин и вызовом из них притока.

В последние годы на вооружение буровых предприятий приняты новые установки с системой верхнего привода, с мощным насосным и силовым оборудованием, с механизмами автоматизации спуско-подъёмных операций, облегчающими труд рабочих. Усовершенствована технология бурения. Практическое знакомство с современной техникой и передовыми методами труда поможет будущим геологам экономно и с наибольшей пользой проектировать и осуществлять буровые работы, получая при этом от каждой пробуренной скважины максимум сведений о геологическом строении недр и их нефтегазоносности.

В учебных планах после теоретического курса лекций и лабораторных занятий предусматривается проведение учебной полевой практики по бурению в течение 2-х недель. База практики предоставлена Нижневолжским филиалом ООО «Буровая Компания «Евразия» на действующих буровых установках и в ремонтных мастерских компании.

В первый день учебной практики проводится общее собрание студентов, на котором они распределяются по бригадам (согласно приказу об учебной практике), проводится инструктаж студентов по технике безопасности при работе, на учебном полигоне, в ремонтных мастерских и на буровых установках. Читается вводная лекция о районе работ, целях бурения там скважин, их категориях, используемом буровом оборудовании и типах буровых установок.

Во время практики студенты осматривают оборудование действующих буровых установок, изучают буровые установки и оборудование в ремонтных мастерских БК «Евразия». Студенты должны иметь блокноты или тетради для записей, позаботиться о соответствующей одежде и обуви.

Ответственность за выданные защитные каски, сохранность оборудования несет бригадир студенческой бригады. Он же отвечает за дисциплину студентов во время учебной практики, руководит работой бригады на объекте и в камеральный период.

По окончании учебной буровой практики студенты каждой бригады обязаны составить и защитить отчёт.

В **содержание отчёта о практике** входят следующие разделы, в которых должны быть приведены следующие сведения:

Во **«Введении»** указывается район работ, площадь или месторождение, номер скважины, с которой студенты ознакомились. Указываются обязанности каждого члена учебной бригады по написанию отчёта

Затем излагаются основные разделы отчёта. При составлении каждого из них используются материалы наблюдений, зарисовки, фотографии, а также выкопировки из документации на бурение скважин и буровое оборудование, опубликованные источники и материалы лекций по соответствующим курсам.

Строительство скважины. Здесь, приводятся основные данные о буровой скважине, на которую бригада выезжала во время практики - дата начала бурения, глубина забоя, виды работ, проведённых к моменту приезда на практику, стадия цикла строительства скважины, состав буровой бригады и организация сменности вахт. Раздел иллюстрируется выкопировкой из геолого–технического наряда и рисунком конструкции скважины.

Кроме того, необходимо изложить данные о категории скважины, проектном горизонте и глубине, ожидаемом разрезе пород, их категории по буримости. Должны быть указаны зоны ожидаемых осложнений при бурении, интервалы отбора керна и шлама, геофизические исследования ствола. В разделе объясняется выбор конструкции и способа бурения скважины.

Главный привод буровой установки. Указываются типы двигателей, их число, мощность и назначение. Раздел иллюстрируется схемой главного привода изученной буровой установки.

Буровые насосы. В разделе описываются технические характеристики, вид привода, всасывающие и нагнетательные линии, буровой рукав, стояк компенсаторы и задвижки, указывается количество насосов.

Противовыбросовое оборудование. Указывается назначение плашечных, вращающихся, универсальных гидравлических превенторов, компоновка обвязки устья буровой скважины. Приводятся соответствующие схемы.

Система циркуляции и очистки бурового раствора. Дается описание и приводится схема блока очистки бурового раствора, в том числе вибросит, гидроциклонов, дегазаторов и общая схема циркуляции бурового раствора на конкретной скважине.

Породоразрушающие и опорно-центрирующие инструменты. Описываются основные типы долот, расширителей, калибраторов, стабилизаторов, принцип их действия, приводятся схемы их устройства

Инструмент для строительства наклонных и горизонтальных стволов скважин. Дается описание отклоняющих устройств – искривлённых труб, клиновых и шарнирных отклонителей, отклонителей на основе утяжелённых бурильных труб и т.д.

Инструмент для отбора керна. Должны быть описаны конструкции бурильных головок их виды, принцип действия, коэффициент кернаприёма, конструкции кернаприёмных устройств для отбора керна в различных типах пород.

Оборудование для спуско-подъёмных операций. Здесь освещается строение буровой вышки, буровой лебёдки и талевого системы Кроме того, в этом разделе также описываются вертлюги и вертлюжные головки, роторы и их приводы, механизмы автоматизации спуско-подъёмных операций и средства контроля за ними, различные ключи для свинчивания и развинчивания труб.

В конце раздела указывается оснастка талевого системы на буровой установке, изученной во время практики.

Забойные гидравлические и электрические двигатели, системы верхнего привода. Приводится описание и схема устройства винтовых забойных двигателей, турбобуров электробуров и (или) систем верхнего привода в зависимости от того, какой вид привода применяется на конкретной скважине..

Инструмент для ликвидации аварий. Сюда входят метчики различных типов, магнитные ловушки, ловильные ерши, фрезеры различных типов действия, труборезки, колоколы, овершоты, шлипсы с промывкой и другое оборудование.

Бурильные и обсадные трубы. Приводится описание труб с навинченными замками, сборной конструкции с блокирующими поясками, с приваренными соединительными концами, с высаженными концами. В этом же разделе даётся характеристика утяжелённых бурильных труб, указывается компоновка низа бурильной колонны конкретной скважины и характеристика обсадных труб.

Охрана недр и окружающей среды. Кроме общих положений законодательства об охране недр, в отчёте должны быть описаны меры, принятые в этом отношении на буровой, изученной в процессе практики, приведена схема её обваловки.

1. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Буровая установка - это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций. Современные буровые установки включают в себя следующие составные части:

буровое оборудование (талевый механизм, насосы, лебедка, вертлюг, ротор, привод, топливомаслоустановка, дизель-электрические станции, пневмосистема);

буровые сооружения (вышка, основания, сборно-разборные каркасно-панельные укрытия);

оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спускоподъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

оборудование для приготовления, очистки и регенерации бурового (промывочного) раствора (блок приготовления, вибросита, песко- и глиноотделители, центрифуги, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и промывочного раствора);

манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

устройства для обогрева блоков буровой установки (теплогенераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для разводки теплоносителя).

Требования, предъявляемые к буровым установкам, определяются условиями бурения и категорией скважины.

1.1. Категорийность скважин в Российской Федерации

В России действует классификация, устанавливающая единые категории скважин, сооружаемых с целью региональных исследований, выявления и подготовки структур, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений

Таким образом, все скважины, бурящиеся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений вне зависимости от источников финансирования в РФ, **подразделяются на следующие категории:** опорные, параметрические, структурные, поисково-оценочные, разведочные, эксплуатационные и специальные.

Опорные скважины бурят для изучения строения крупных геоструктурных элементов земной коры, определения общих закономерностей распространения отложений благоприятных для нефтегазоаккумуляции. Бурят такие скважины до вскрытия пород кристаллического фундамента или на максимально технически достижимую глубину. При этом производится сплошной отбор керна по всей длине ствола и отбор шлама через 1-5 метров проходки. В результате получают характеристику литолого-стратиграфического разреза осадочного чехла и определяют геолого-геофизические свойства всех типов пород. Это позволяет установить наличие в разрезе нефтегазоперспективных толщ и по фактическим геолого-геофизическим свойствам пород интерпретировать данные геофизических методов.

Параметрические скважины бурят для изучения геологического строения и оценки перспектив возможных зон нефтегазоаккумуляции. Керна в них отбирают в основном на контактах разновозрастных стратиграфических подразделений, но не менее 20% от глубины скважины, а по перспективным интервалам производят сплошной отбор керна. В результате уточняется геологическое строение и стратиграфический разрез района. Особое внимание уделяется изучению геолого-геофизических характеристик (параметров) пород для интерпретации геофизических данных. Это позволяет установить наличие нефтегазоносных свит, оценить с этой точки зрения перспективы района.

Структурные скважины бурят в ряде районов для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных площадей. Глубину скважин выбирают с таким расчётом, чтобы они вскрыли хотя бы верхние *опорные горизонты*, по которым геофизическими методами построены структурные карты. Это позволяет проверить эффективность и точность применяемых методов и уточнить детали строения площади. Отбор и исследования керна проводят в объёмах, обеспечивающих надёжное построение литолого-стратиграфического разреза.

Поисково-оценочные скважины бурят на площадях, подготовленных к поисковым работам, с целью открытия новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценки их промышленной значимости. Отбор керна в них сплошной только по перспективным на нефть и газ горизонтам, а в остальной части ствола – на границах стратиграфических подразделений. По результатам бурения поисково-оценочных скважин даётся обоснование промышленной значимости выявленных залежей нефти и газа, либо даётся заключение о бесперспективности опоискованного объекта (при отрицательном результате поискового бурения).

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для уточнения величины запасов и сбора данных для составления *технологической схемы разработки* для месторождений нефти или *проекта опытно-промышленной эксплуатации* для месторождений газа. При этом производят пробную эксплуатацию продуктивных скважин.

Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят *опережающе-эксплуатационные, эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические)* скважины.

Опережающие эксплуатационные скважины бурят на разрабатываемую или подготовленную к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных участков и оценки их выработки.

Эксплуатационные скважины бурят для извлечения нефти и газа из залежи.

Нагнетательные скважины бурят для поддержания пластового давления в эксплуатируемом пласте с помощью закачки в него воды, газа или других агентов. Движение нефти по пласту к скважинам происходит за счёт разности давлений в пласте и в стволе скважины. Если пластовое давление быстро падает, при помощи таких скважин его поддерживают на необходимом уровне, в результате чего увеличивается приток нефти.

Наблюдательные скважины для систематического наблюдения за изменением давления, положения межфлюидных контактов и других параметров в процессе эксплуатации пласта. К наблюдательным относятся *пьезометрические* и *контрольные* скважины. Они предназначены для определения пьезометрического уровня флюида в пласте и контроля за изменением этого уровня в процессе эксплуатации

Специальные скважины бурят для:

- проведения специальных исследований,
- сброса промысловых вод,
- ликвидации открытых фонтанов нефти и газа,
- подготовки подземных хранилищ углеводородов и закачки в них нефти или газа,
- строительства установок для захоронения промышленных стоков (нагнетательные, контрольные, наблюдательные),
- разведки и добычи технических вод.

При проектировании конструкций параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин необходимо предусматривать возможность использования их для эксплуатации залежей нефти и газа.

К глубоким в мировой практике относят скважины глубиной в 4 – 6 км, а к сверхглубоким – более 6 км.

Разведочные и эксплуатационные скважины могут быть пробурены вертикальными, с углом отклонения оси ствола от воображаемой вертикальной линии до $2 - 3^{\circ}$; наклонными, искривлёнными в одноазимутальном направлении; наклонными, искривлёнными в многоазимутальном варианте, а также с горизонтальными участками ствола.

Кроме того, скважины всех, перечисленных выше категорий могут самопроизвольно искривляться в процессе их проходки при несоблюдении технологии бурения, неправильном монтаже бурового оборудования, неправильной сборке бурильной колонны и по некоторым другим причинам.

1.2. Конструкция скважин и геолого-технический наряд

Нефтяная или газовая скважина представляет собой капитальное сооружение, схема устройства которого разрабатывается в заранее составленном техническом проекте. **Скважина является вертикальной, наклонной или частично горизонтальной горной выработкой большой длины и малого поперечного сечения, проводимой без доступа рабочих внутрь её.**

Разрушение горных пород на дне (*забое*) скважины производится при помощи породоразрушающего наконечника (*долота*). Применяют долота, разрушающие забой сплошь, по всей его площади и *колонковые* которые разрушают забой по кольцу, оставляя в центре колонку неразбуренной породы – *керна*. КERN периодически извлекается на поверхность и является основным фактическим «документом», по которому можно получить полное представление о породах, залегающих на больших глубинах. Кроме керна вещественный состав пород можно изучать по *шлему* – частицам разбуренной породы, которые выносятся на поверхность промывочной жидкостью, циркулирующей в скважине (рис.3).

Пробури в скважину до некоторой глубины, извлекают колонну бурильных труб с долотом на конце её и укрепляют стенки скважины *обсадными трубами*. Затем опускают внутри обсадной колонны долото меньшего диаметра и бурят следующий интервал ствола.

В зависимости от геологических особенностей разреза и глубины, в скважину спускают необходимое количество обсадных колонн. Расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъёма закачанного в затрубное пространство цементного раствора, диаметров долот, которыми ведётся бурение под каждую колонну, а иногда и другие данные, - называют *конструкцией скважины* (рис.1).

Каждая колонна, входящая в конструкцию скважины, имеет своё назначение. Первая сверху, самая короткая, - **направление** - устанавливается до начала бурения скважины и предназначена для предохранения устья от размыва и для направления выходящего из ствола скважины бурового раствора в желоба. В зависимости от устойчивости слоя грунта глубина **установки шахтового направления** колеблется обычно в пределах от 3 до 6 м. В случае наличия многолетнемёрзлых пород или большой толщины наносов глубина установки **удлинённого направления** может достигать 70 и более метров.

Вторая колонна - **кондуктор** - изолирует водоносные горизонты, близкие к поверхности, перекрывает неустойчивые верхние породы и обеспечивает возможность установки противовыбросового оборудования. Необходимая глубина спуска кондуктора в основном зависит от глубины залегания указанных водоносных горизонтов в разрезе разбуриваемой площади и может колебаться от 100 до 600 и более метров.

Следующей обсадной колонной (одной или несколькими, последовательно спускаемыми внутри друг друга) является **промежуточная**. Количество и глубина спуска промежуточных колонн зависят от наличия в разрезе зон, несовместимых по условиям бурения. Несовместимыми по условиям бурения называют зоны, разбуривание которых

невозможно при одинаковых параметрах бурового раствора. Для того, чтобы изменить качество бурового раствора на необходимое для вскрытия нижележащей зоны, нужно сначала перекрыть верхнюю зону обсадной колонной и зацементировать её, изолировав тем самым от открытого участка ствола.

Если в разрезе нет зон, несовместимых по условиям бурения, то можно после спуска кондуктора бурить скважину сразу до проектной глубины и спускать последнюю колонну обсадных труб - *эксплуатационную*, которая в эксплуатационных скважинах предназначена для испытания и последующей эксплуатации продуктивного пласта.

Необходимо отметить, что в скважинах не предназначенных для эксплуатации, последняя из спускаемых обсадных колонн, предназначенная для перекрытия проектного горизонта всё равно называется эксплуатационной.

При подсчёте количества колонн, входящих в конструкцию скважины, направление и кондуктор не учитываются. Конструкцию скважины, состоящую из эксплуатационной колонны и одной промежуточной, называют двухколонной; из эксплуатационной колонны и двух промежуточных – трёхколонной и т.д.

Для перекрытия нижней части ствола скважины иногда применяют хвостовик (колонна, опускаемая на забой, не достигающая до поверхности).

Хвостовики могут цементироваться, могут быть с пакером, который устанавливается в верхней и (или) нижней части. Кроме того, хвостовики широко применяют и для перекрытия зон поглощений вместо промежуточных колонн

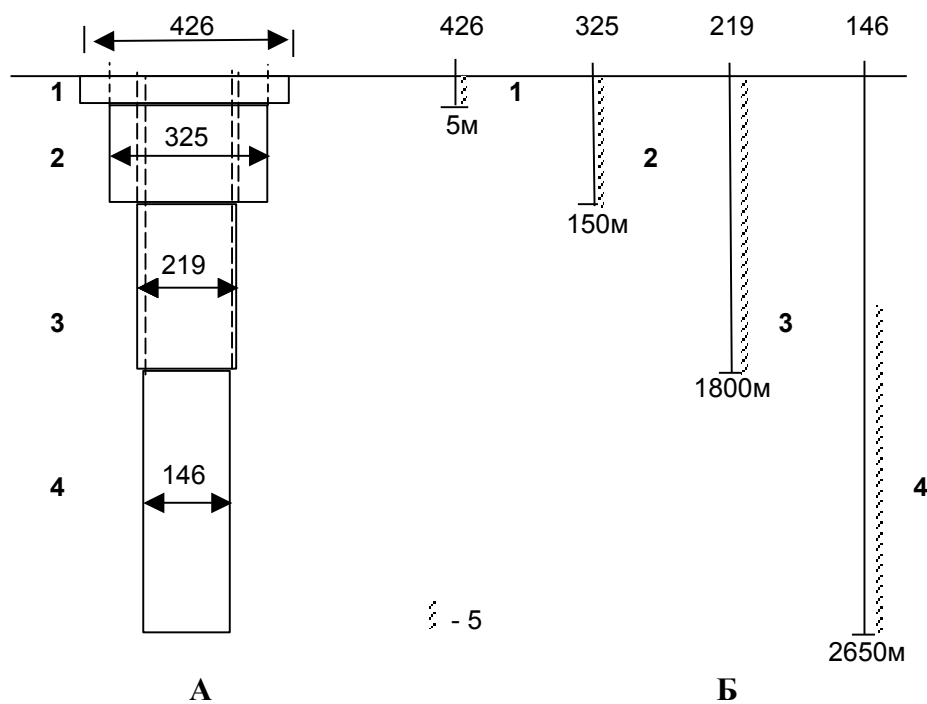


Рис.1. Конструкция скважины:

- А – вертикальный разрез ствола; Б – рабочая конструкция скважины;
 1 – шахтовое направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна;
 4 – эксплуатационная колонна; 5 – высота подъема цемента в затрубном пространстве.

Для выбора рациональных технологических условий проводки и расчёта конструкции скважины необходимо знать, какие породы будут встречены в процессе бурения.

Сведения о проектном геологическом разрезе и конструкции скважины содержатся в *геолого-техническом наряде*, который составляется на каждую скважину или на группу

однотипных скважин. Геолого-технический наряд (ГТН) является основным документом для буровой бригады, определяющим технологический режим и процесс бурения в целом каждой скважины. ГТН является приложением к техническому проекту на бурение скважины и составляется в производственном отделе предприятия при участии геолога и специалиста инженера-буровика. На рис.2 показана выкопировка из геолого-технического наряда на бурение поисково-оценочной скважины.

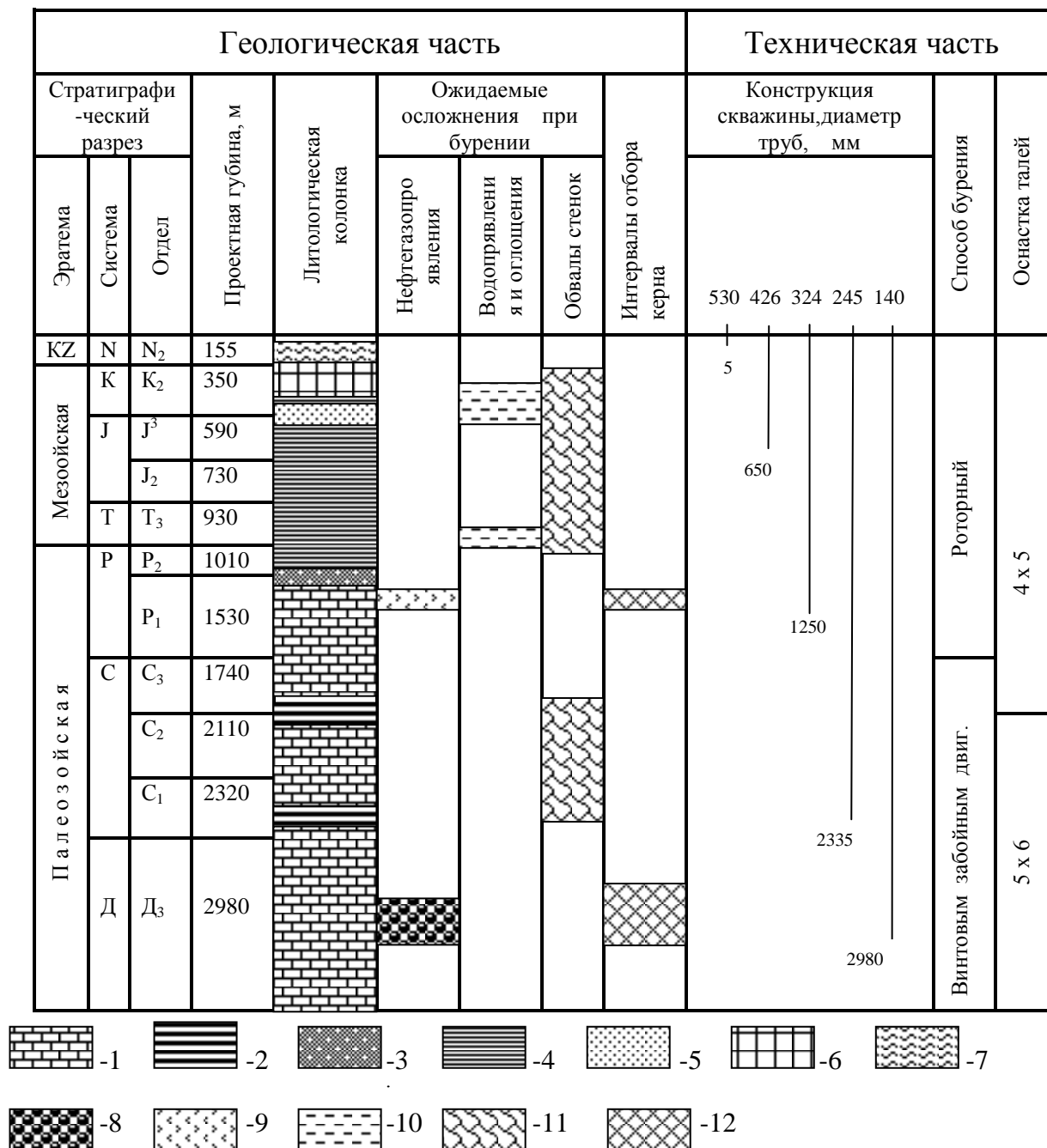


Рис.2. Выкопировка из ГТН на бурение глубокой скважины:

1-известняки; 2-аргиллиты; 3-соленосные породы; 4-глины; 5-пески; 6-пясчий мел; 7-суглинки; 8-нефтенасыщенные интервалы; 9-газонасыщенные интервалы; 10-водоносность; 11-обвалы стенок; 12-интервалы отбора керна.

Сведения, приведённые на рис.2, касаются в основном геологической части документа. Отбор керна, как показано на рисунке, проводится только по продуктивным газоносному и нефтеносному интервалам. После установки кондуктора, предусмотрен спуск двух промежуточных колонн на глубину 1250 и 2335 метров. Первая из них предназначена для испытания газоносного интервала, вторая перекрывает зону обвалов и позволяет без осложнений вскрыть продуктивный нефтеносный интервал и опустить эксплуатационную обсадную колонну.

В геолого-техническом наряде приводится перечень всех мероприятий, выполнение которых обязательно для буровой бригады. Вначале указывается разбуриваемая площадь, цель бурения, проектный горизонт, проектная глубина, способ бурения, а также приводятся сведения об используемом оборудовании и инструменте. Далее идёт основное содержание наряда, которое подразделяется на две части – геологическую и техническую.

В геологической части ГТН вначале даются сведения о проектном геологическом разрезе, указываются наименования горизонтов и свит, их литологический состав, глубина залегания, условная крепость пород, предполагаемые углы падения, выделяются зоны возможных осложнений при бурении. Затем показывается конструкция скважины, число и размеры обсадных колонн, глубина их спуска и высота подъёма цемента в затрубном пространстве. Далее – интервалы отбора керна и шлама, объекты опробования, виды и интервалы промыслово-геофизических исследований. Заканчивается геологическая часть сведениями о плотности, вязкости и других параметрах бурового раствора.

В технической части ГТН указывается тип и размер долот, забойных двигателей и бурильных труб, компоновка низа бурильной колонны. Затем приводятся рекомендации по режиму бурения и ожидаемые результаты работы долот. В конце указывается оснастка талевого системы, количество свечей, поднимаемых на разных скоростях лебёдки и интервалы проработки ствола скважины.

В процессе бурения геолого-технический наряд уточняется по фактическим данным.

1.3. Способы бурения глубоких скважин

Существует три способа бурения глубоких скважин вращательным методом: *роторный, забойными двигателями и при помощи системы верхнего привода (СВП)*. К забойным двигателям относятся гидравлические – турбобуры и винтовые забойные двигатели (ВЗД) и двигатели, получающие энергию от электрического тока – электробуры. Наибольшее значение имеют роторный способ и бурение винтовыми забойными двигателями, а в последнее время всё большее распространение приобретает бурение с применением *систем верхнего привода (СВП)*.

При **роторном способе** бурения вращение на породоразрушающий наконечник (долото) передаётся с поверхности через колонну бурильных труб от специального ротора, установленного в центре буровой. Вращающаяся часть ротора – стол имеет в центре квадратное отверстие, в которое свободно входит квадратная (ведущая) штанга. Эта штанга соединяется с бурильной колонной и передаёт вращение ей от стола ротора (рис.3).

При бурении **забойными двигателями** колонна бурильных труб неподвижна. Вращение долота осуществляется забойным двигателем, установленным непосредственно над долотом внутри скважины. При этом бурильные трубы служат примерно в 10 раз дольше, чем при бурении роторным способом.

Система верхнего привода представляет собой подвижной вращатель с сальником-вертлюгом, оснащенный комплексом средств механизации СПО. Подвижная часть СВП состоит из вертлюга-редуктора, который на штропах подвешен на траверсе талевого блока.

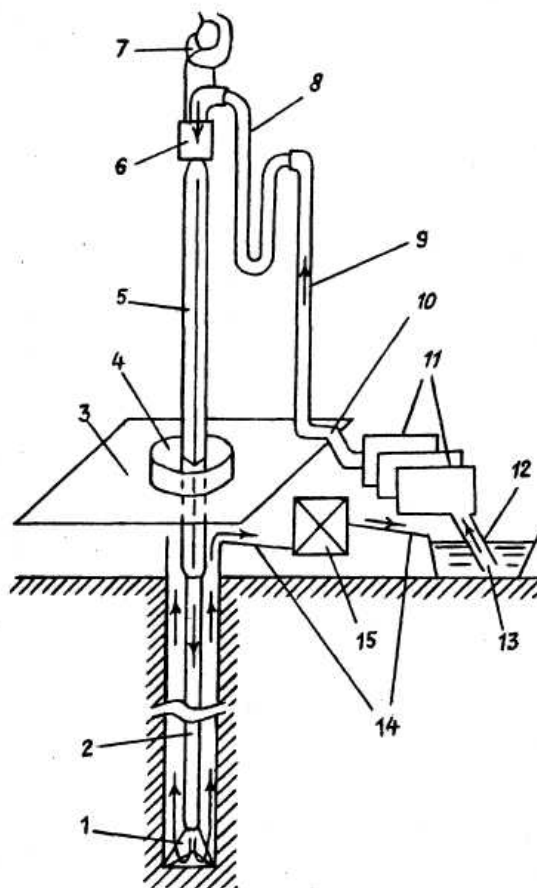


Рис. 3. Схема расположения оборудования и инструмента для бурения скважин:

1— долото; 2— буровая колонна; 3— пол буровой установки; 4— стол ротора; 5 - квадратная штанга; 6— вертлюг; 7— подъемный крюк; 8— буровой шланг; 9— стояк; 10— горизонтальная нагнетательная линия; 11— буровые насосы; 12— всасывающий трубопровод; 13— ёмкости буровых насосов; 14— желоба; 15— блок очистки бурового раствора. Стрелками показано направление движения бурового раствора.

При бурении вращательным способом необходимо, чтобы породоразрушающему инструменту (долоту) не только передавалось вращательное движение, но и осевая нагрузка и были созданы условия для удаления с забоя разрушенных частиц породы — шлама. Для выполнения этих операций применяют оборудование, которое в обязательном порядке включает в себя ротор, вертлюг с буровым шлангом, буровые насосы и силовой привод (рис.3). В случае, когда долото приводится во вращение не с поверхности земли, а непосредственно на забое, используют турбобуры, электробуры или винтовые (объемные) забойные двигатели.

Роторы применяют для передачи вращения долоту через колонну буровых труб в процессе бурения и поддержания на весу этой колонны при спуско-подъемных

операциях. Ротор представляет собой редуктор, передающий вращение вертикально подвешенной колонне бурильных труб от горизонтального вала трансмиссии.

Колонна бурильных или обсадных труб при спуске или подъеме подвешивается внутри вышки на талевой системе (рис.4).

Вертлюг применяют для соединения талевой системы с бурильной колонной. Он обеспечивает вращение бурильной колонны, подвешенной на крюке, одновременно подачу через неё бурового раствора и перемещение колонны в вертикальном направлении.

Буровой раствор от неподвижной нагнетательной линии к вертлюгу и далее через квадратную штангу в бурильные трубы подаётся при помощи гибкого резино-металлического бурового шланга (рукава).

Горизонтальная нагнетательная линия (манифольд) служит для подачи бурового раствора от насосов к стояку – вертикальной нагнетательной линии.

Стояк – это вертикально установленная в буровой вышке (как правило, у правой ноги) труба, служащая для подачи бурового раствора к буровому шлангу. Стояк устанавливают на брус и крепят к поясам вышки.

Таким образом, при бурении скважин обеспечивается замкнутый цикл циркуляции промывочной жидкости (бурового раствора). Шлам (выбуренные частицы породы) удаляется из раствора на поверхности при помощи сито-гидроциклонной установки и утилизируется в установленном порядке.

Бурение при помощи систем верхнего привода

В последнее время становится всё более популярным способом бурения нефтяных и газовых скважин система верхнего привода (СВП). Этой системой оборудуются как импортные, так и отечественные буровые установки. Такие установки используются, например, на Каспийском шельфе в Астрахани.

СВП являются принципиально новым типом механизмов буровых установок, обеспечивающих выполнение целого ряда технологических операций. В принципе верхний привод представляет собой подвижной вращатель с сальником-вертлюгом, оснащенный комплексом средств механизации СПО. Подвижная часть СВП состоит из вертлюга-редуктора, который на штропах подвешен на траверсе талевого блока (Рис.4).

Наиболее известные зарубежные производители систем верхнего привода (Varco, Tesco, Canrig, National Oilwell, Ventec и др.) предлагают СВП как в гидравлическом, так и в электрическом (постоянного и переменного тока) исполнении. При этом электрические версии СВП могут питаться как от источника электроэнергии буровой площадки, так и от автономного дизель-генератора.

Основные преимущества СВП с **электрическим приводом**:

- малая удельная масса подвесной части и, следовательно, минимальный износ талевого каната;
- высокая удельная мощность привода (отношение выходной мощности к массе подвесной части) составляет 66 кВт/т;
- компактность подвесной части;
- бесступенчатое (частотное) регулирование скорости вращения вала вертлюга от 0 до 180 об/мин;
- реверсивность;
- автоматичность изменения момента от минимального до номинального значений при постоянной заданной скорости вращения выходного вала.

Достоинством *гидроприводных СВП* является возможность сделать выбор в пользу применения безредукторного привода на основе использования высокомоментных гидромоторов.

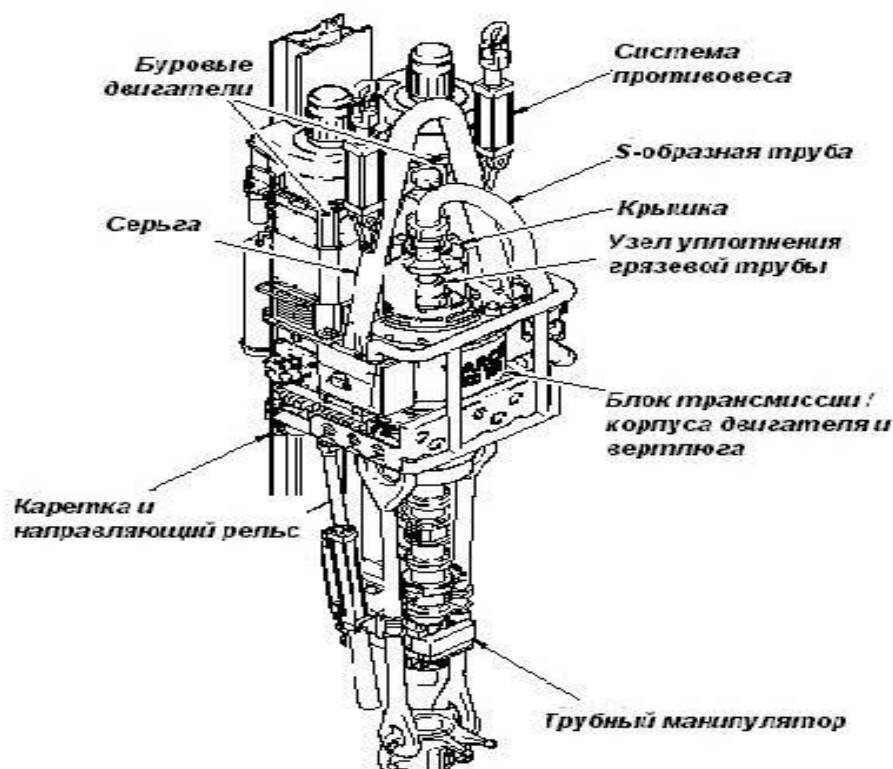


Рис. 4. Основные узлы СВП с электродвигателями.

Буровые двигатели переменного тока.

В системе используется два двигателя сети переменного тока мощностью 350 л.с. Двигатели устанавливаются вертикально, бок о бок, на основной корпус. Крепление двигателей к основному корпусу производится при помощи модифицированного D-образного крепления. Такой способ монтажа позволяет осуществлять монтаж двигателей без клиньев или специальной центровки. Вал каждого двигателя оканчивается зубчатой передачей на нижнем торце, и тормозным диском на верхнем торце. Два тормозных диска гидравлического действия, установленных в верхней части каждого двигателя, удерживают крутящий момент в буровой свече, а также участвуют в позиционировании свечи при горизонтальном бурении (Рис. 5).

Управление тормозными дисками осуществляется дистанционно, при помощи электромагнитного клапана.

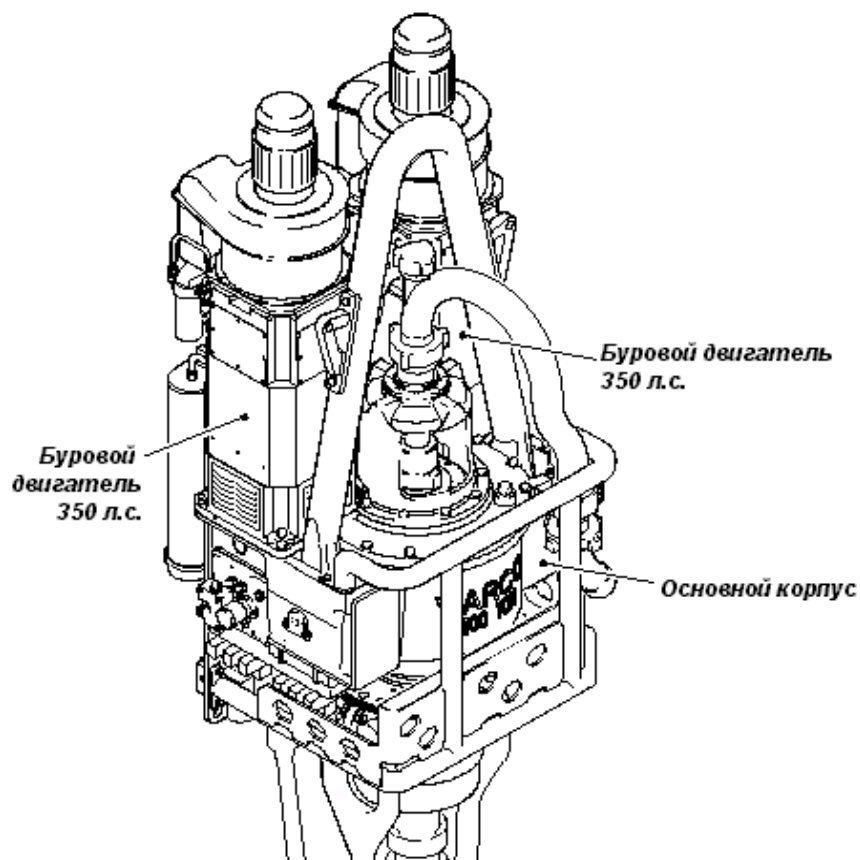


Рис.5. Схема установки электродвигателей СВП.

Вал каждого двигателя оканчивается зубчатой передачей на нижнем торце, и тормозным диском на верхнем торце. Два тормозных диска гидравлического действия, установленных в верхней части каждого двигателя, удерживают крутящий момент в бурильной свече, а также участвуют в позиционировании свечи при горизонтальном бурении (Рис.5). Управление тормозными дисками осуществляется дистанционно, при помощи электромагнитного клапана.

Система противовеса.

Система противовеса включает два гидравлических цилиндра, соединенных между серьгой и крюком (Рис.6). При работе системы оба цилиндра несут на себе большую часть веса. Тем самым система обеспечивает сохранность резьбы буровых замков, снимая с буровой свечи значительную часть веса при свинчивании и развинчивании соединений.

Оба гидравлических цилиндра подключены к пневмогидравлическому аккумулятору, расположенному на основном корпусе

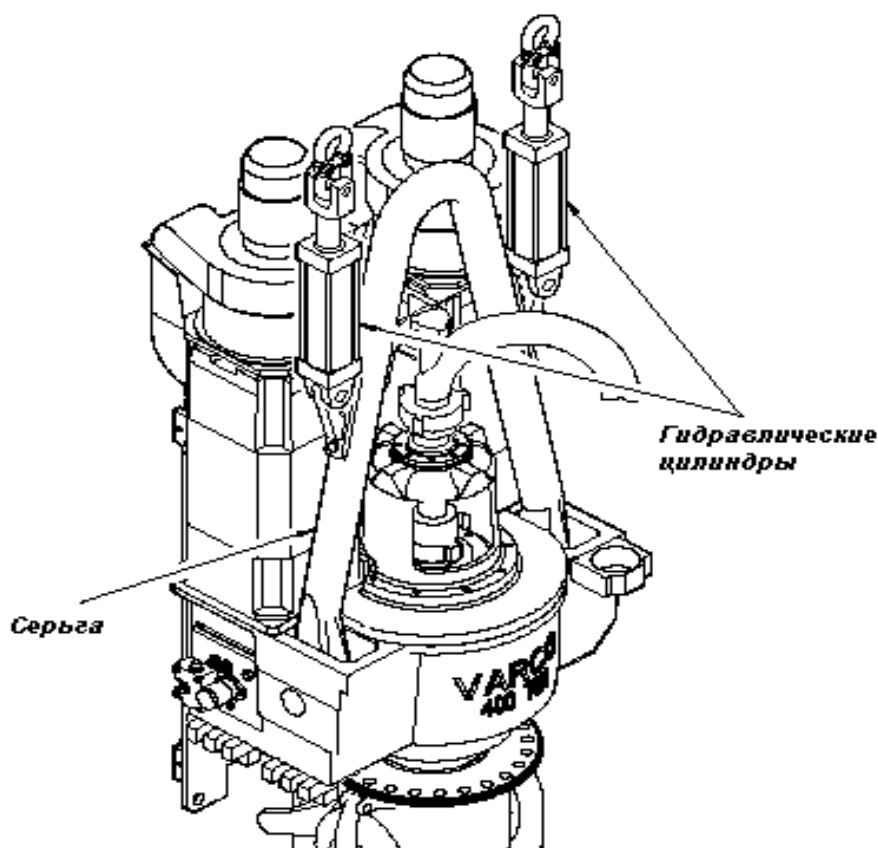


Рис.6 Система противовеса

Клапан ручного управления обеспечивает выдвижение цилиндров при монтаже системы. Зарядка аккумулятора производится гидравлической жидкостью, поддержание заряда на установленном уровне давления обеспечивается за счет контура системы противовеса в гидравлическом манифольде управления, расположенного на основном корпусе. Манифольд управляет гидравлическим питанием всей системы верхнего привода

Каретка и направляющий рельс.

Система верхнего привода перемещается вертикально по направляющему рельсу на каретке, крепящейся к основному корпусу (Рис.7). Направляющий рельс подвешивается от кронблока и заканчивается на расстоянии семь футов над уровнем буровой площадки. Примерно в 10-15 футах над буровой площадкой направляющий рельс крепится к распорной балке гашения крутящего момента, установленной поперек нижней секции мачты. Направляющий рельс принимает на себя крутящий момент, производимый трансмиссией при проворачивании бурильной свечи.

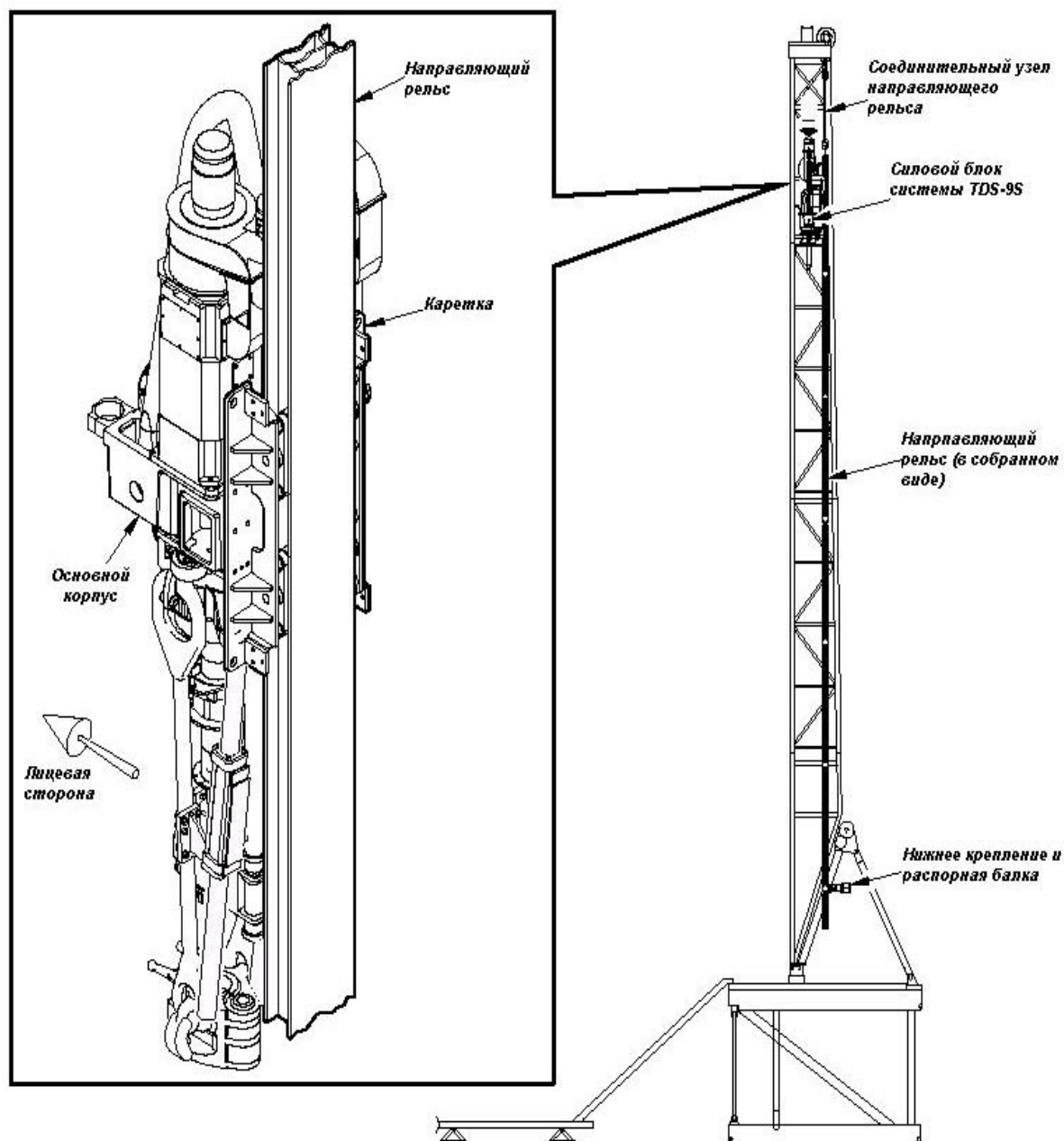


Рис.7 Коретка и направляющий рельс.

Направляющий рельс состоит из отдельных секций и крепится на особых кронштейнах.

Трубный манипулятор.

Трубный манипулятор РН-50 состоит из следующих основных узлов (Рис. 8):

- Вращающийся адаптер штроп
- Предохранительный зажим крутящего момента
- Механизм двустороннего наклона штроп
- Встроенные противовыбросовые клапана
- Штропа элеватора и элеватор бурильной трубы

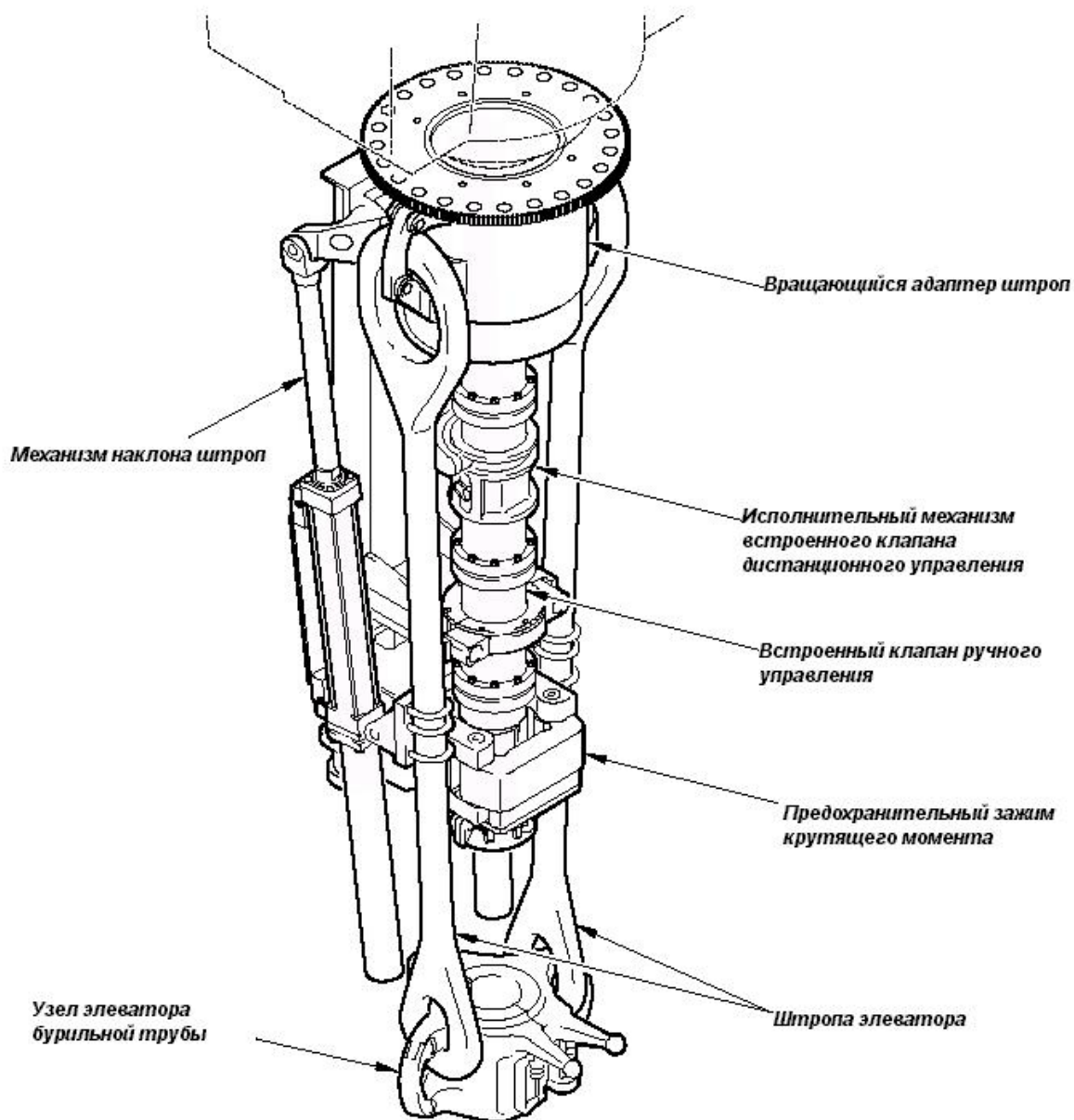


Рис.8. Трубный манипулятор

Таким образом, верхнеприводная система является высококомобильным и компактным вариантом вращения породоразрушающего наконечника. При электрическом приводе СВП, бурение производится с помощью двух буровых двигателей переменного

тока переменной частоты мощностью 350 лошадиных сил. Встроенная гидравлическая система обеспечивает питание всех вспомогательных функций, снимая необходимость установки отдельного гидравлического силового блока и подводки линий подачи жидкости.



Рис.9. Стандартная привязка СВП к буровой вышке.

При выборе способа бурения до глубины 4500 м решающее значение имеют физико-механические свойства пород. Сравнительно редко встречаются районы с идеальными условиями по всему разрезу для того или иного способа бурения. В большинстве случаев при бурении скважин интервалы, которые наиболее эффективно бурить турбобурами или ВЗД, чередуются с участками разреза, в которых наибольший

эффект даёт бурение роторным способом. В этом случае наиболее рационально производить поинтервальный выбор способа бурения.

При бурении наклонно-направленных скважин и горизонтальных участков ствола, независимо от других факторов, следует применять забойные двигатели и системы верхнего привода, так как они дают значительно более высокие технико-экономические показатели, чем роторный способ с применением отклонителей.

Преимущества СВП:- 1). Экономия времени на наращивание труб при бурении. Наращивание колонны бурильных труб свечой длиной 28 метров позволяет устранить каждые два из трех соединений бурильных труб.

2) Уменьшение вероятности прихватов бурильного инструмента. Силовой вертлюг позволяет в любой необходимый момент времени при спуске или подъеме инструмента элеватором в течение 2.-3 минут соединить с бурильной колонной и восстановить циркуляцию бурового раствора и вращение бурильной колонны, тем самым предотвратить прихват инструмента. 3). Расширение (проработка) ствола скважины не только при спуске, но и при подъеме инструмента. 4). Повышение точности проводки скважин при направленном бурении. При использовании отклонителя с гидравлическим забойным двигателем для измерения угла скважины свечу можно удерживать в заданном положении по всей длине свечи, что приводит к лучшей ориентации колонны и меньшему числу контрольных съемок.

5). Повышение безопасности буровой бригады. Возможность вести наращивание свечой, а не одной трубой снижает число используемых соединений, что уменьшает вероятность несчастных случаев. 6). Снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну. Наличие механизированного сдвоенного шарового крана (превентора) позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при отсоединении ствола силового вертлюга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия остальных членов буровой бригады. 7). Облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения. Возможность вести спуск обсадной колонны с вращением и промывкой обсадных труб при добавлении специального переводника для обсадных труб. 8). Повышение качества керна. Бурение на всю длину свечи без наращивания однострубка улучшает качество керна, снижает число рейсов. 9). Обеспечение точного крутящего момента при свинчивании и докреплении резьб. Использование электродвигателя постоянного тока, или переменного с изменяющейся частотой дает возможность получать точный и плавный меняющийся вращательный момент докрепления для каждого соединения, что увеличивает срок службы бурильной свечи.

1.4. Роторные управляемые системы (РУС)

Используются на буровых установках с верхним приводом. Необходимость их применения обусловлена рядом причин. Начиная с 50-х годов прошлого века, постоянно возрастают объемы бурения скважин с горизонтальным окончанием (так называемые горизонтальные скважины – ГС). Абсолютное большинство из них бурится с использованием забойных двигателей. Однако при бурении ГС возникают серьезные трудности. Главными из них являются проблемы с транспортом выбуренной породы по горизонтальной и сильно наклонной части ствола, трудности с передачей нагрузки на долото вследствие больших сил трения, необходимость подъема бурильной колонны и смены компоновки при достижении заданных параметров кривизны ствола и т.д. Эти трудности возрастают с увеличением длины горизонтального участка.

Иногда возникает необходимость проводки скважин с очень большими отходами, у которых длина ствола L много больше глубины скважины по вертикали H ($L/H \gg 1$)).

Проводка таких скважин с использованием забойных двигателей при невращающейся бурильной колонне в ряде случаев вообще невозможна.

Все это обусловило необходимость разработки роторных управляемых систем для бурения с **непрерывным отклонением компоновки низа бурильной колонны от оси скважины при её вращении.**

Основным их принципом является **использование вращающейся вместе с колонной труб телеметрической системы, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы.** Последние управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны и находятся в **постоянном контакте со стенками скважины или валом близи долота**, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины.

Автономная телеметрическая система выдает замеры инклинометрии и свойств горных пород, слагающих разрез скважины, на поверхность посредством различных каналов связи, чаще всего гидравлического канала.

Роторные управляемые системы позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с более ровным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большим отходом за счет снижения трения и лучшей очистки ствола. Более высокая скорость проходки с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы, снижает пагубное воздействие бурового раствора на продуктивный пласт и обеспечивает более быстрый ввод скважин в эксплуатацию.

Роторные управляемые системы обеспечивают увеличение механической скорости проходки, более равномерную отработку долот, улучшение очистки скважины от шлама. При их использовании улучшается качество ствола с минимальной микрокривизной, что позволяет проводить сложные трехмерные профили с большим отходом.

Однако они предъявляют высокие требования к очистке бурового раствора, требуют внедрения дополнительных датчиков в систему буровой и использования специализированных долот.

Роторные управляемые системы (далее РУС) можно разделить на два основных типа по способу управления смещением долота относительно оси скважины:

1. «Push the bit» – радиальное смещение всей компоновки или большей её части относительно оси скважины, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определенном направлении. К этому типу можно отнести системы «Автотрак» – Бейкер Хьюз Интек, «Пауэрдрайв» – Шлюмберже, «Веллдиректор» и «Экспрессдрилл» – Нобль Дриллинг.

2. «Point the bit» – позиционирование долота. Достигается смещением приводного вала относительно компоновки, либо изменением его кривизны, что вызывает изменение угла атаки вооружения долота. К этому типу можно отнести: «Геопилот» – Сперри-Сан, «АГС» – КДАЛ, «Смартслив» – Ротари Стирабл Тулз, «Андердрилл» и «ДАРТ» – Андергейдж.

РУС первого типа получили наибольшее распространение благодаря относительно простому устройству и надежности.

Использование РУС позволяет значительно ускорить и улучшить проводку скважины, улучшить состояние ствола и увеличить отход от вертикали в горизонтальных скважинах.



Рис. 10 РУС с радиальным смещением компоновки относительно оси скважины, вызывающая давление на боковую поверхность долота в определенном направлении

1.5. Спуско-подъёмное оборудование. Буровые вышки

При бурении скважин возникает необходимость в подъёме и спуске бурильных труб для замены изношенного породоразрушающего инструмента, в поддержании на весу бурильной колонны при проходке, в спуске обсадной колонны для крепления стенок скважины.

По мере углубления скважины в процессе бурения бурильная колонна, подвешенная на подъёмном крюке (рис.11), подаётся вниз до тех пор, пока квадратная (ведущая) штанга полностью не войдёт в ротор. После этого останавливают вращение инструмента и приподнимают колонну над забоем до тех пор, пока над столом ротора не покажется муфта верхней бурильной трубы. Тогда зажимают колонну в роторе пневматическими клиньями, отвинчивают квадратную штангу, опускают её в специальную трубу, а на колонну навинчивают дополнительную бурильную штангу. Затем опускают удлинённую таким образом бурильную колонну в скважину, навинчивают сверху рабочую трубу и продолжают бурение.

Для выполнения этих операций применяют буровые вышки, которые в зависимости от назначения скважин, их глубины и конструкции различаются своими техническими характеристиками.

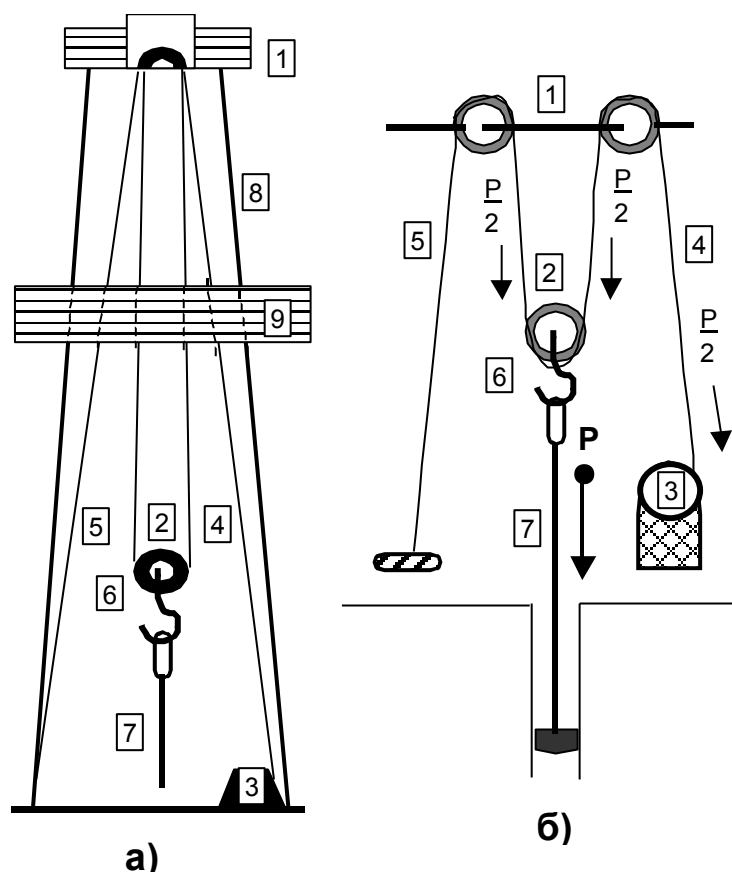


Рис. 11. Спуско-подъёмное оборудование буровой установки:

а) – размещение внутри вышки; б) – схема действия талевой системы:
 1 – кронблок; 2 – талевый блок; 3 – буровая лебёдка; 4 – подвижный (ходовой) конец талевого каната; 5 – неподвижный («мёртвый») конец талевого каната; 6 – подъёмный крюк; 7 – бурильная колонна; 8 – нога буровой вышки; 9 – балкон; P – нагрузка на крюке, P/2 – нагрузка на ветвь талевого каната.

При подъёме бурильных труб из скважины весь их комплект, находившийся в работе, размещается вертикально в буровой вышке. С целью сокращения затрат времени на спуско-подъёмные операции развинчивание и свинчивание бурильных труб производят «свечами» - соединениями из двух или трёх бурильных труб. Свечи имеют длину соответственно 24 и 36 метров. Вес бурильной колонны (P на крюке - см. рис 11), с которым приходится оперировать при её спуске и подъёме и поддержании на весу, достигает нескольких сотен тонн. Для того, чтобы уменьшить нагрузку на канат и снизить установочную мощность двигателей, применяют подъёмное оборудование (рис.11), состоящее из вышки, буровой лебёдки и талевой (полиспастовой) системы. Талевая система в свою очередь состоит из неподвижной части – кронблока (неподвижные ролики полиспаста), устанавливаемые на верху вышки на особой раме, и подвижной части – талевого блока (подвижные ролики полиспаста), подвешенного на талевом канате и подъёмного крюка.

Спуско-подъёмное оборудование является неотъемлемой частью всякой буровой установки независимо от способа бурения.

При бурении глубоких скважин применяют в основном вышки двух типов – **башенные** и **A-образные секционные мачтовые**, металлоёмкость которых на 20% меньше металлоёмкости вышек башенного типа при одинаковой грузоподъёмности. A-образные вышки легче транспортировать, в них удобнее размещать оборудование. Поэтому наиболее широко в настоящее время применяются мачтовые вышки.

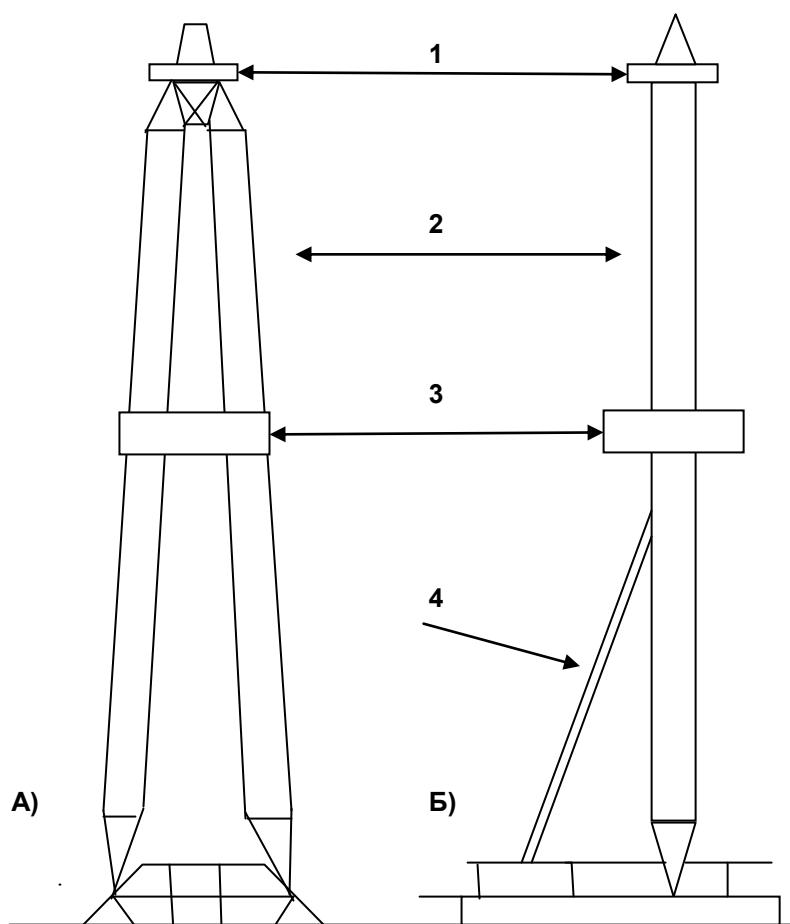


Рис. 12 Схема А-образной секционной вышки мачтового типа:

А) – вид спереди; Б) – вид сбоку; 1 – кронблок; 2 – ноги вышки;
3 – балкон; 4 – жёсткие опоры ног (подкосы).

Вышки мачтового типа обычно применяются с использованием механизмов автоматизации спуско-подъёмных операций – АСП. При этом верховой рабочий не требуется, значительно облегчается труд буровой бригады и уменьшается время, затрачиваемое на вспомогательные рабочие процессы, соответственно увеличивается удельный вес времени чистого бурения. В число механизмов АСП, кроме автоматического ключа для свинчивания и развинчивания бурильных труб входят автоматический подсвечник, пневматические роторные клинья, механизм захвата свечи и автоматический элеватор.

А-образные вышки состоят из двух колонн, соединённых между собой сверху у кронблока связями и прикреплённых внизу к опорным шарнирам, на определённом расстоянии от которых вышка имеет жёсткие опоры – подкосы (рис. 12).

Недостатком вышек мачтового типа является их высокая стоимость и меньшая устойчивость по сравнению с вышками башенного типа.

Вышки **башенного типа** (рис.13) представляют собой правильную четырёхгранную усечённую пирамиду («фонарь») решётчатой конструкции. Размер верхнего основания пирамиды обычно равен 2 x 2 м. В вышках высотой 41 м размер нижнего основания составляет 8 x 8 м, а у вышек высотой 53 и более м – 10 x 10 м. На передней и задней гранях пирамиды предусмотрены полураскосы – «ворота», через которые внутрь вышки с приёмных мостков затаскиваются бурильные и обсадные трубы, забойные двигатели и другие грузы. Высота проёмов полураскосов колеблется от 8 до 12 метров.

На высоте, определяемой по длине свечи, монтируется четырёхсторонний балкон с квадратным пролётом в центре и с выступающей внутрь фонаря вышки площадкой верхового рабочего – «люлькой» шириной 700 мм. На 500 мм ниже пола площадки устанавливаются пальцы, которые являются упорами для верхних концов свечей, размещаемых при подъёме инструмента вертикально внутри вышки. Пальцы прикрепляются к полу площадки верхового рабочего и к поясу вышки хомутами.

Рабочий, находящийся на площадке, захватывает свечи специальным крючком на 800 – 1200 мм ниже муфты и заводит их за палец. Таким же образом он выводит свечи из-за пальца при спуске инструмента в скважину.

Обычно устанавливают два пальца по обеим сторонам люльки, но при бурении сверхглубоких скважин иногда напротив люльки устанавливают ещё один палец. На полу буровой соответственно положению пальцев устанавливают подсвечники, на которых при спуско-подъёмных операциях размещают нижние концы свечей.

Снаружи буровой вышки сооружаются маршевые лестницы с переходными лестничными площадками. Лестницы должны плотно прилегать к граням вышки, иметь перила, а в нижней части перил должна быть предусмотрена обшивка шириной не менее чем в одну доску, чтобы предотвратить соскальзывание ноги при движении людей по лестнице.

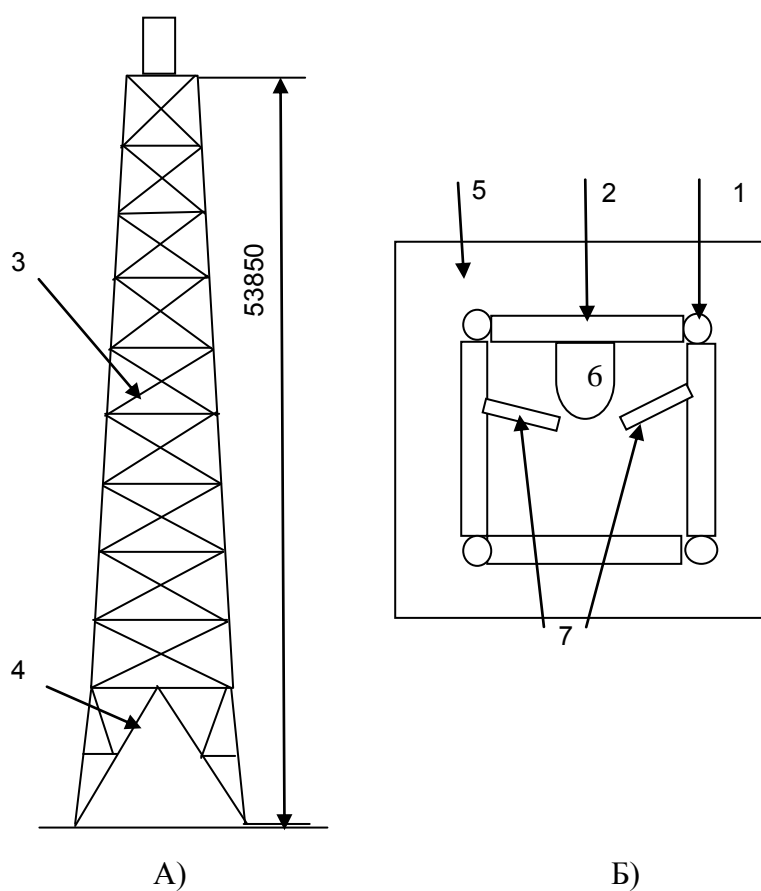


Рис.13. Буровая вышка башенного типа:

- А) – общий вид вышки ВБА-53-320 со стороны приёмных мостков;
- Б) – балкон и площадка верхового рабочего (вид сверху);
- 1 – ноги; 2 – пояса; 3 – диагональные тяги; 4 – полураскосы; 5 – балкон;
- 6 – площадка верхового рабочего; 7 – пальцы.

Существует несколько методов монтажа вышек башенного типа: методами «снизу вверх» и «сверху вниз» они собираются в вертикальном положении, а по методу Духнина и Бержеца – собираются в горизонтальном положении, а затем поднимаются в вертикальное (рабочее).

Монтаж вышки методом снизу вверх начинается с монтажа на специальном основании сначала нижней секции. Затем с помощью так называемых шагающих стрел на неё наращивают следующую и так далее до кронблока. Этот метод наиболее старый, монтаж вышки этим методом представляет наибольшую опасность для рабочих, занятых сборкой вышки.

Монтаж вышки методом сверху вниз требует меньших затрат труда и более безопасен. Заключается он в том, что внутри специального вышечного подъёмника собирается вначале верхняя секция, затем её поднимают с помощью специального приспособления; на полу монтируется следующая вниз секция вышки и присоединяется к уже поднятой, а затем поднимают вверх уже собранные секции и на полу монтируют третью, считая сверху. секцию и так до самой нижней.

Монтаж методом Духнина и Бержеца в отличие от рассмотренных выше методов производится в горизонтальном положении. Затем вышка поднимается в вертикальное положение с помощью подъёмно-монтажных стрел.

Монтаж вышек А-образного типа производится на земле в горизонтальном положении на уровне роста человека. Время, затрачиваемое на сборку этих вышек, приблизительно на 35% меньше, чем на сборку вышек башенного типа той же грузоподъёмности. Поднимают А-образные вышки в вертикальное положение с помощью стрелы и буровой лебёдки или трактора.

1.6. Силовые приводы буровых установок

Используются для привода лебёдки, ротора и насосов. Кроме того, вспомогательные двигатели служат для обеспечения различных других операций (приготовление глинистого раствора, очистка промывочной жидкости от выбуренной породы, привод компрессора, осветительной электростанции и т. п.).

Наиболее широко применяют приводы от двигателей внутреннего сгорания (ДВС) и электродвигателей.

Бурение эксплуатационных скважин, как правило, осуществляется с использованием электропривода, - поисковых и разведочных – с использованием привода от двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Бурение с использованием электропривода значительно дешевле бурения на ДВС. В том случае, если подача электроэнергии к месту работ не требует больших затрат, следует бурить на электроприводе даже одиночные скважины.

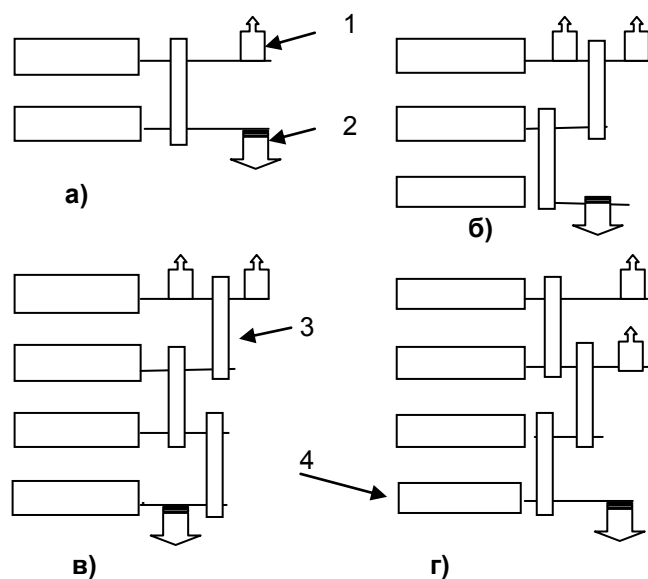


Рис. 14 Схемы блокировки двигателей внутреннего сгорания:

а – с двумя двигателями; б – с тремя двигателями; в и г – с четырьмя двигателями. 1 – передача для привода насоса; 2 – передача для привода лебёдки; 3 - передача для блокировки двигателей ; 4 – двигатели внутреннего сгорания.

Основным преимуществом двигателей внутреннего сгорания является то, что они позволяют бурить скважины в районах, не обеспеченных электроэнергией. Мощность двигателей внутреннего сгорания, которыми укомплектовываются буровые установки, достигает 850 и более л. с.

В буровых установках, рассчитанных на бурение сравнительно неглубоких скважин (1,5 – 2 км) в качестве главного привода применяется обычно блок из двух двигателей с общей мощностью до 600 л. с. Для тяжёлых буровых установок применяют до пяти двигателей внутреннего сгорания (рис.14-15).

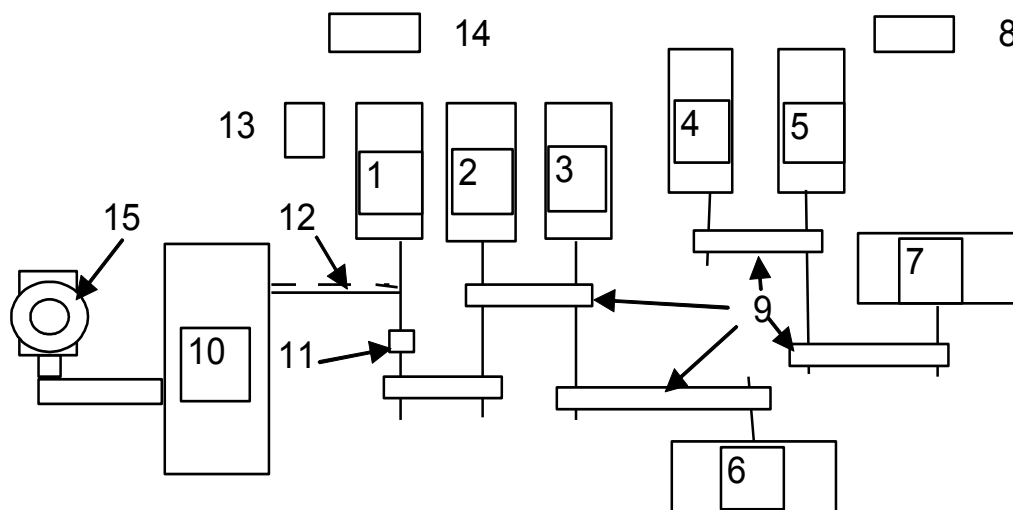


Рис.15. Пятидизельный силовой привод установки Уралмаш – 5Д:

- 1 – 5 – силовые агрегаты; 6, 7 – насосы; 8 – дизель-генератор;
 9 – клиноремённая передача; 10 – лебёдка; 11 – реверсивное устройство;
 12 – цепная передача; 13 – компрессор; 14 – ресивер; 15 – ротор.

Пятидизельный силовой привод установки Уралмаш-5Д состоит из двух самостоятельных блоков: одного трёхдизельного, предназначенного для привода лебёдки, ротора и насоса и второго – двухдизельного – для привода второго насоса. Каждый из этих блоков монтируется на фундаментной раме, которая в свою очередь устанавливается на металлический или бетонный фундамент.

Трёхдизельный блок для привода лебёдки, ротора и одного насоса состоит из двух двухцилиндровых силовых агрегатов и одного силового агрегата с реверсивно-фрикционным устройством. Все они устанавливаются при монтаже на общую фундаментную раму и соединяются клиноремёнными передачами. Силовой агрегат с реверсивным устройством является основным в приводе Уралмаш-5Д. Он предназначен для включения прямого или обратного хода цепного колеса, передающего движение от лебёдки к ротору, и регулировки числа его оборотов.

В настоящее время для буровых установок широко распространены электроприводы с двигателями переменного тока. Электроток напряжением 6000 В от понижающей подстанции подводится к токораспределительным пунктам, а от них через распределительные ящики к трёхфазному буровому трансформатору, где напряжение понижается до 500 В. Трансформаторы устанавливают у буровой на открытом месте и огораживают забором.

Управление электродвигателями буровых лебёдок и ротора осуществляется при помощи электромагнитных станций, которые предназначены для автоматического пуска, остановки и реверсирования электродвигателя, а также для регулирования числа оборотов. Все эти операции осуществляются при помощи коммандо-контроллера, установленного на рабочем месте бурильщика. Примерная схема размещения оборудования буровой установки с электроприводом приведена на рис. 16.

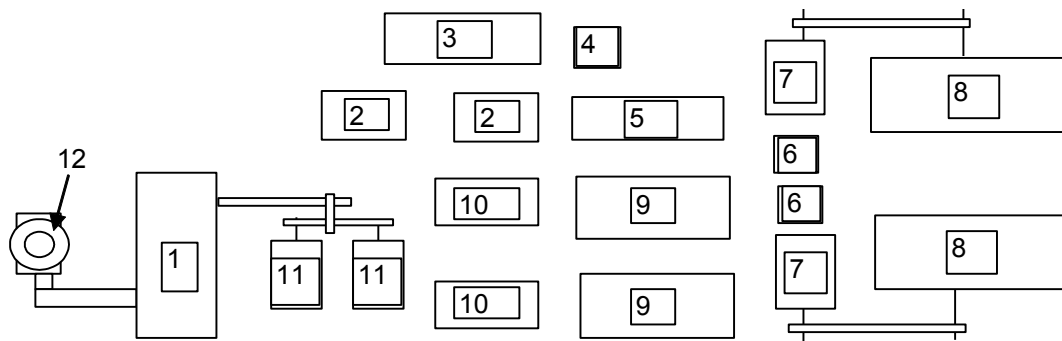


Рис.16. Буровая установка Уралмаш 6Э – 59 с электрическим приводом:

- 1 – лебёдка; 2 – компрессорные станции; 3 – воздухосборник;
 4 – электрощит дизель-генераторной станции; 5 – дизель-генераторная станция;
 6 – пульты управления буровыми насосами; 7 – электроприводы буровых насосов;
 8 – буровые насосы; 9, 10 – буровые станции управления;
 11 – электропривод лебёдки; 12 – ротор.

Для привода буровых машин применяют трёхфазные асинхронные электродвигатели переменного тока. Используются они главным образом как индивидуальные приводы агрегатов.

В настоящее время все ведущие электротехнические фирмы выпускают регулируемые электроприводы комплектно с компьютерными средствами автоматизации в виде гибко программируемых систем, адаптируемых к широкой области их применения. Область применения различных типов регулируемых электроприводов в значительной степени определяется применяемой элементной базой силовых полупроводниковых преобразователей энергии. В связи с освоением промышленностью полностью управляемых силовых полупроводниковых приборов в модульном исполнении: мощных полевых транзисторов (MOSFET), биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT) запираемых тиристоров с интегрированным управлением (IGCT) и запираемых тиристоров (GTO) разработаны полупроводниковые преобразователи, обеспечивающие плавное и экономичное регулирование скорости электродвигателей в широком диапазоне. На базе выпускаемых силовых полупроводниковых модулей создаются регулируемые электроприводы по системе преобразователь частоты — асинхронный короткозамкнутый двигатель (ПЧ — АД). При мощности электропривода до 1 МВт для создания ПЧ в настоящее время используются модули IGBT, более 1 МВт — модули GTO или IGCT. Создание надежных статических преобразователей частоты для управления асинхронными электродвигателями с использованием средств микропроцессорной техники привело к массовому применению электроприводов по системе ПЧ — АД. Разработки в области частотно-регулируемых электроприводов нашли применение в электроприводах исполнительных механизмов ряда зарубежных буровых установок наземного и морского бурения.

В комплекты входят электроприводы буровой лебедки, буровых насосов, верхнего привода (или ротора), а на морских буровых установках также якорных лебедок и гребных винтов. В качестве приводных двигателей применяются асинхронные короткозамкнутые электродвигатели типа НХР, разработанные специально для использования в частотно-регулируемых электроприводах и приспособленные к условиям бурения. Электродвигатели малошумные, с низким уровнем вибрации, с принудительной вентиляцией мощностью до 1400 кВт, не требуют водяного охлаждения.

1.7. Превенторы

Представляют собой специальные приспособления, устанавливаемые на устье скважины. Предназначены они для герметизации при возникновении опасности выброса флюидов из ствола. Обычно устанавливают три превентора. Один из них можно закрыть при спущенных в скважину бурильных трубах. Для этого его запирающие плашки имеют соответствующий вырез, облицованный резиной. При вращении специального штурвала, вынесенного на 50 м от устья скважины, плашки сдвигаются, а их вырез с резиновым уплотнителем охватывает бурильные трубы. Второй превентор имеет «глухие» плашки и закрывается на устье при отсутствии в скважине инструмента. Третий универсальный гидравлический превентор (ПУГ) закрывается автоматически при спущенных в скважину трубах любого диаметра, а также на «пустой» скважине и при наличии в ней квадратной ведущей штанги. Он позволяет вращать и расхаживать колонну при закрытом превенторе.

1.8. Колонковые снаряды

Все они вне зависимости от конструкции состоят из следующих основных частей: бурильной головки для разрушения породы вокруг обуриваемого керна; внешнего корпуса; внутренней колонковой трубы для сохранения и выноса керна; кернодержателя (кернарвателя) для отрыва керна от забоя и удержания его в колонковой трубе при подъёме на поверхность.

По принципу применения колонковые снаряды подразделяются на имеющие несъёмную (постоянную) колонковую трубу и на снаряды со съёмной грунтоносной. При работе с последними, керн извлекается вместе с грунтоносной специальным ловителем на канате, а долото поднимают после полной его отработки. После спуска внутри бурильных труб ловителя он захватывает грунтоноску за головку, соединённую с колонковой трубой. Затем грунтоноска поднимается при помощи лебёдки, установленной на поверхности. После подъёма грунтоноски с керном, в бурильные трубы сбрасывают пустую грунтоноску, которая, дойдя до долота, садится на специальную опору. После этого продолжают бурение. В последнее время всё более широко используют колонковые снаряды со съёмной грунтоносной.

В практике роторного бурения наиболее часто применяется колонковый снаряд «Недра» для отбора керна большого диаметра; колонковые долота типа ДСО, КАЗ. Для турбинного бурения созданы специальные колонковые турбодолота (КТД). В них турбобур, керноприёмное устройство и бурильная головка представляют собой единый комплекс, приспособленный к работе в высокооборотном режиме.

Породоразрушающие и опорно-центрирующие инструменты. Описываются основные типы долот, расширителей, калибраторов, стабилизаторов, принцип их действия, приводятся схемы их устройства.

1.9. Вспомогательный буровой инструмент

К вспомогательному буровому инструменту относят элеваторы, ключи для свинчивания и развинчивания бурильных труб, роторные клинья и бурильные штропы.

Элеваторы служат для захвата, подъёма и спуска бурильных труб. Они бывают корпусные и створчатые. В корпусных – корпус, шарнирно соединённый с дверцей, имеет две проушины для подвески его на штропах. Створчатые элеваторы изготавливают из двух створок, связанных шарниром. Каждая из створок имеет проушину для штропа. Элеваторы имеют замковые устройства, исключая самопроизвольное открытие.

Для спуска обсадных колонн применяют элеваторы либо корпусные, либо плашечные. Плашечный элеватор состоит из корпуса, в котором вмонтированы сменные плашки.

Для подвешивания элеватора на крюке применяются бурильные штропы. Они представляют собой стальные вытянутые по одной оси петли, один конец которых изогнут для более удобного расположения в боковых рожках подъёмного крюка.

Для подвешивания бурильных труб на роторе при работе без перекидки штропов (одним элеватором) применяют пневматические роторные клинья (ПКР). Принцип действия их основан на том, что между конической поверхностью отверстия ротора и бурильными трубами вводятся клинья, внутренняя поверхность которых имеет поворачивающиеся в гнездах сухари. При опускании труб сухари поворачиваются и зажимают зубцами трубу. Во время подъёма бурильной колонны труба легко освобождается от клиньев.

В качестве инструментов для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб применяют различные ключи.

Машинные ключи применяют для закрепления и раскрепления затянувшихся резьбовых замковых соединений между бурильными трубами. Два ключа подвешивают на канатах над полом буровой в горизонтальном положении. Один из них является неподвижным (задерживающим), а второй – подвижный – затягивает или открепляет резьбовые соединения.

Из механических ключей для свинчивания и развинчивания труб наиболее широко применяют: 1) стационарные автоматические ключи типа АКБ, полностью механизующие все основные операции по свинчиванию и развинчиванию (подвод – отвод ключа, захват, развинчивание (свинчивание) и освобождение трубы;

2) подвесные ключи типа ПБК, механизующие основные операции по свинчиванию бурильных труб.

2. ЦИКЛ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Производственный цикл сооружения скважины начинается с момента строительства вышки (рытья котлованов под фундаменты буровой) и завершается в эксплуатационном бурении испытанием скважины на промышленный приток нефти и газа, а в разведочном и поисковом – опробованием всех намеченных объектов.

Начало бурения скважины – момент первого спуска бурильной колонны для проходки, а окончание бурения – момент окончания выброса бурильных труб на мостки после промывки скважины до чистой воды и испытания колонны на герметичность.

Цикл строительства скважины включает в себя комплекс следующих мероприятий:

- подготовительные работы к строительству скважины – устройство подъездного пути, коммуникаций, планировка площадки, складирование плодородного слоя для последующей рекультивации земли, обваловка, устройство фундаментов и т. п.;
- строительство или передвижение буровой вышки и привышечных сооружений;
- монтаж бурового и силового оборудования;
- подготовительные работы к бурению скважины;
- бурение скважины (проходка, крепление и цементаж);
- испытание скважины на приток нефти и газа;
- демонтаж бурового и силового оборудования, вышки и привышечных сооружений.

После вскрытия продуктивного горизонта, в зависимости от литолого-физических свойств коллектора, возможны различные варианты обустройства забоя скважины. От правильности выбора зависит продуктивность скважины при её эксплуатации. При вскрытии пласта в околоскважинном пространстве по технологическим причинам

неизбежно происходит ухудшение коллекторских свойств. Конструкция забоя выбирается исходя из литолого-физических свойств пород продуктивного горизонта, вышележащих отложений, характера насыщенности углеводородами и разделяющего их с пластовой водой контакта.

Если коллектор сложен устойчивыми породами и полностью заполнен углеводородами, возможна эксплуатация через открытые стенки скважины (рис.16). При этом коллектору наносится минимальный ущерб и обеспечивается максимально возможная нефтеотдача. Особый эффект такое обустройство забоя приносит при эксплуатации низкопроницаемых коллекторов с малым пластовым давлением.

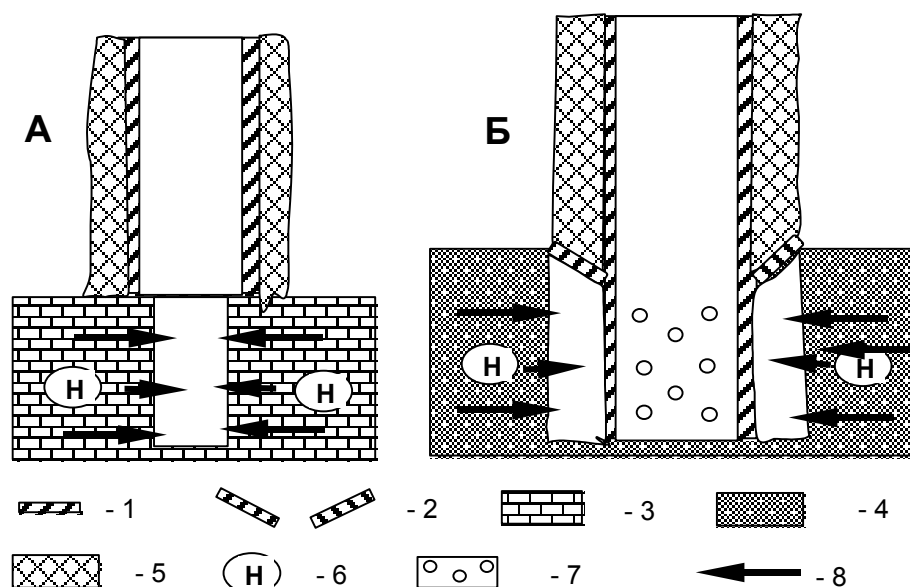


Рис. 17 Обустройство забоя эксплуатационной скважины с незацементированными стенками против продуктивного пласта.

А – со вскрытием пласта после спуска колонны; Б – со вскрытием пласта до спуска колонны: 1 – обсадная колонна; 2 – манжета, не позволяющая цементному раствору запечатать пласт; 3 – устойчивый коллектор; 4 – коллектор со средней степенью устойчивости; 5 – цементный камень; 6 – нефтенасыщенность; 7 – участок колонны, перфорированный до её спуска; 8 – направление движения нефти из пласта в ствол скважины.

Кроме показанных на рис.17 конструкций скважин можно применять для максимального сохранения коллекторских свойств в призабойной зоне пласта и другие способы. Если коллектор неустойчив и полностью насыщен нефтью, то оставлять открытыми стенки скважины нельзя. В этом случае также как на рис.17А, вскрывают пласт до его кровли, опускают эксплуатационную колонну, цементируют и её. Затем долотом меньшего диаметра вскрывают сам продуктивный пласт и опускают на бурильных трубах специальный фильтр, который удерживает неустойчивые породы коллектора от обрушения. Фильтр представляет собой трубу с отверстиями круглой или щелевой формы. Иногда его обматывают проволокой или намывают отсортированный гравий между стенками скважины и наружной поверхностью фильтра.

Чаще всего скважина вскрывает водонефтяной или газовой контактом или несколько продуктивных пропластков, разделённых между собой водоносными горизонтами. В этом случае разбуривают всю продуктивную зону, опускают эксплуатационную обсадную колонну до забоя и цементируют её. Затем опускают в

колонну специальные перфораторы, которые проделывают отверстия в стенках колонны и в цементном кольце против продуктивного пласта или против каждого продуктивного пропластка. Таким образом, углеводороды могут поступать из пласта в ствол скважины и по нему вверх до поверхности земли. Через эти отверстия и осуществляется эксплуатация скважины (рис. 18).

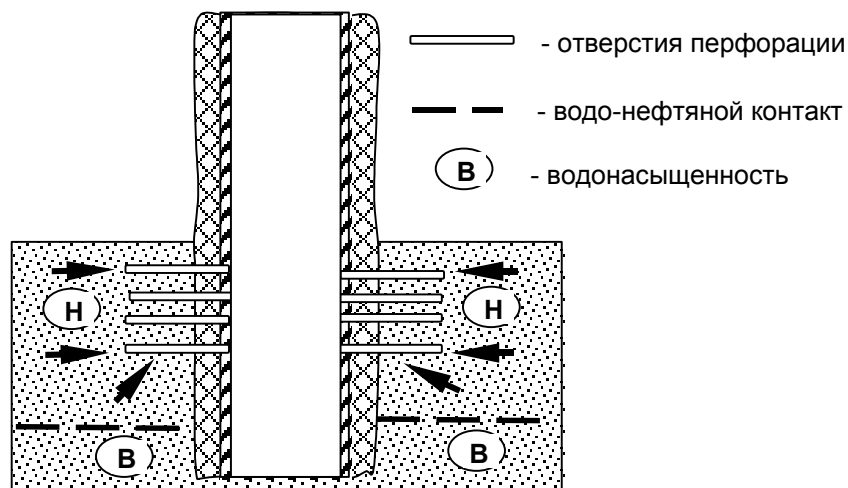


Рис. 18. Обустройство забоя скважины, вскрывшей водо-нефтяной контакт. Отсутствующие условные обозначения см. рис. 5.

Приток пластовых флюидов в скважину возможен только в том случае, если давление в пласте будет больше давления столба жидкости, заполняющей ствол. Чтобы скважина «заработала», различными способами снижают давление внутри колонны и очищают забой от грязи.

Если из разведочной скважины после проведённых работ по вызову притока не будут получены нефть и газ в промышленных количествах, она ликвидируется по геологическим причинам. В альтернативном случае – скважину передают для дальнейшей эксплуатации.

В отчёте необходимо указать стадию цикла строительства скважины и степень её завершённости. Например, для стадии «бурение скважин» даются сведения, под какую колонну в настоящее время ведётся проходка, глубина забоя на данный момент, какие интервалы были уже закреплены и на каком протяжении зацементированы. Если производится крепление – какая колонна спускается и цементируется в скважине. Для стадии «монтаж бурового и силового оборудования» указывается, какое оборудование уже смонтировано, какое ещё предстоит установить, приводится схема его размещения и т. д.

3. СОСТАВ БУРОВОЙ БРИГАДЫ. ОБЯЗАННОСТИ ЕЁ ЧЛЕНОВ. ОРГАНИЗАЦИЯ СМЕННОСТИ ВАХТ

Количество буровых бригад определяется из расчёта максимально полного использования всего бурового оборудования и правильной технологии буровых работ. Для этого организуют непрерывную работу буровой установки в течение суток и всего производственного цикла. Буровые бригады одного станка состоят обычно из четырёх реже из трёх вахт и производят все работы, начиная от забурки скважины до её закрытия.

Если бригада состоит из четырёх вахт, то каждая из них может работать пять дней по восемь часов и после этого иметь два выходных дня (табл.1).

Табл.1

Смена и часы работы	Числа месяца													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 (0 – 8)	а	а	а	а	а	б	б	б	б	б	в	в	в	В
2 (8 - 16)	б	б	б	в	в	в	в	в	г	г	г	г	г	Р
3 (16-24)	в	г	г	г	г	г	Р	а	а	а	а	а	б	Б
Дни отдыха	г	в	в	б	б	а	аг	г	в	в	б	б	а	аг

Условные обозначения: а – 1-я вахта; б – 2-я вахта; в – 3-я вахта; г – 4-я вахта; Р – профилактический ремонт.

При трёхсменной работе с непрерывной рабочей неделей график сменности имеет другой вид (табл.2).

Табл.2

Смена и часы работы	Числа месяца							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1 (0 – 8)	а	б	а	б	г	в	г	в
2 (8 – 16)	б	а	б	а	в	г	в	г
3 (16-24)	а	б	а	б	г	в	г	В
Дни отдыха	гв	гв	гв	гв	аб	аб	аб	аб

Условные обозначения такие же, как и в таблице 1.

При такой организации каждая вахта работает четыре дня по восемь часов через восемь часов отдыха, а затем отдыхает.

Иногда бурение организуется по принципу двухсменной работы (табл.3). В этом случае каждая вахта работает по двое суток через 12 часов, а затем два дня отдыхает.

В зависимости от способа бурения, глубины скважины, типа бурового станка и других факторов, состав вахт и бригады в целом может изменяться. Обычно в состав вахты входят бурильщик и его первый, второй и третий помощники.

Иногда в состав смены вводится дополнительно один помощник бурильщика 4-го разряда при работе с бурильными свечами длиной 37,5 м на вышках высотой 53 м, не имеющих механизации спуско-подъёмных операций. Руководит бригадой буровой мастер.

Табл.3

Смена и часы работы	Числа месяца			
	1	1	3	4
1 (0 – 12)	а	а	г	г
2 (12 – 24)	Б	б	в	в
Дни отдыха	гв	га	аб	аб

Условные обозначения те же, что и в предыдущих таблицах.

Обязанности членов буровой бригады

При приёме и сдаче вахты бурильщик проверяет записи в вахтовом журнале, даёт или получает сведения о состоянии скважины, оборудования и контрольно-измерительных приборов.

Первый помощник бурильщика принимает и сдаёт лебёдку, машинные ключи, глиномешалку, циркуляционную систему и инструмент, приспособления малой механизации, реагенты, а также он отвечает за чистоту оборудования и инструмента.

Второй помощник бурильщика принимает и сдаёт насосы, талевую систему, вертлюги, противопожарный инвентарь и отвечает за их состояние, а также за чистоту в насосном помещении, за исправность предохранительных диафрагм на насосах и предохранительного пояса.

Третий помощник бурильщика принимает и сдаёт циркуляционную систему, ломы, лопаты, кувалды, отвечает за их исправность, а также за чистоту в буровой, на приёмном мосту и на территории буровой.

Во время процесса бурения бурильщик работает у пульта управления, участвует во вспомогательных работах, руководит работой вахты.

Первый помощник бурильщика помогает бурильщику вести бурение, поддерживает качество промывочной жидкости, организует её приготовление, отбирает шлам, участвует во вспомогательных работах, замеряет параметры бурового раствора.

Второй помощник бурильщика участвует в приготовлении промывочной жидкости, поддерживает её качества, участвует во вспомогательных работах, осуществляет пуск и остановку буровых насосов и наблюдает за их работой, контролирует циркуляцию промывки, ведёт химическую обработку раствора, обслуживает механизмы очистки бурового раствора.

Третий помощник бурильщика участвует в приготовлении и химической обработке раствора, во всех вспомогательных работах, следит за чистотой желобной системы.

При спуске бурильных труб бурильщик работает у пульта управления.

Первый помощник бурильщика работает у ротора: переводит штропы с загруженного элеватора в проушины порожнего. При работе с клиньями снимает эlevator с колонны бурильных труб, направляет свечу в муфту колонны, находящейся на роторе, заряжает и разряжает машинные ключи, работает у пульта управления ключа АКБ или ПБК, снимает эlevator с колонны и перемещает его по ротору.

Второй помощник бурильщика, находясь на площадке верхового рабочего, выводит свечу из-за пальца, надевает эlevator на свечу, готовит следующую свечу к спуску, наблюдает за работой талевой системы.

Третий помощник бурильщика работает у ротора: переводит штропы с загруженного элеватора на порожний; при работе с клиньями снимает эlevator с колонны, направляет спускаемую свечу в муфту колонны, смазывает резьбу муфт, заряжает и разряжает машинные ключи, снимает эlevator с колонны и перемещает его по ротору.

При подъёме бурильных труб бурильщик работает у пульта управления.

Первый помощник бурильщика работает у ротора: направляет порожний эlevator на ротор, переводит штропы на загруженный эlevator, при работе с клиньями надевает порожний эlevator на колонну бурильных труб, заряжает и разряжает машинный ключ, устанавливает свечу на подсвечник, работает у пульта управления ключа АКБ или ПБК.

Второй помощник бурильщика работает на площадке верхового рабочего: подтягивает отвинченную свечу к пальцу, открывает эlevator, заводит свечу за палец и устанавливает её в магазин.

Третий помощник бурильщика работает у ротора: направляет порожний эlevator на ротор и переводит штропы на загруженный эlevator, при работе с клиньями надевает порожний эlevator на колонну бурильных труб, наблюдает за поднимаемой свечой и очищает её от промывочной жидкости, надевает порожний эlevator на колонну бурильных труб, заряжает и разряжает машинный ключ, устанавливает свечу на подсвечник.

При спуске бурильных труб с применением комплекса механизмов АСП бурильщик работает за пультом управления лебёдкой.

Первый помощник бурильщика работает за пультом управления ключа АКБ: во время подъёма автоматического элеватора подводит ключ к колонне, свинчивает свечу и отводит ключ.

Второй помощник бурильщика работает за пультом управления механизмами расстановки свечей (МРС) и подъёма свечей (МСП); во время подъёма порожнего автоэлеватора подводит механизм захвата свечей (МЗС) к очередной свече, захватывает свечу и выводит механизм расстановки свечей в центральное положение. После посадки колонны на клинья подводит свечу к центру скважины, заводит её в талевый блок, освобождает механизм расстановки свечей и отводит его в исходное положение.

Третий помощник бурильщика, находясь на специальной площадке около рабочего подсвечника, смазывает резьбу свечей графитовой смазкой.

При подъёме бурильных труб с применением комплекса механизмов АСП бурильщик работает за пультом управления лебёдкой.

Первый помощник бурильщика работает за пультом управления ключом АКБ: во время спуска порожнего автоэлеватора подводит ключ к колонне, отвинчивает свечу и отводит ключ.

Второй помощник бурильщика работает за пультом управления МРС и МПС: при прохождении элеватором среднего замка свечи во время его спуска направляет МЗС к центру скважины, захватывает им свечу. При нахождении элеватора в крайнем нижнем положении механизмом подъёма и расстановки свечей поднимает и переносит свечу на подсвечник.

Третий помощник бурильщика следит за доливом скважины буровым раствором и очисткой поднимаемых свечей.

4. МОНТАЖ БУРОВОГО И СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ПРИВЫШЕЧНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Монтируемое оборудование завозится и устанавливается на строительной площадке по схеме, обеспечивающей поступление его на сборку в порядке очередности.

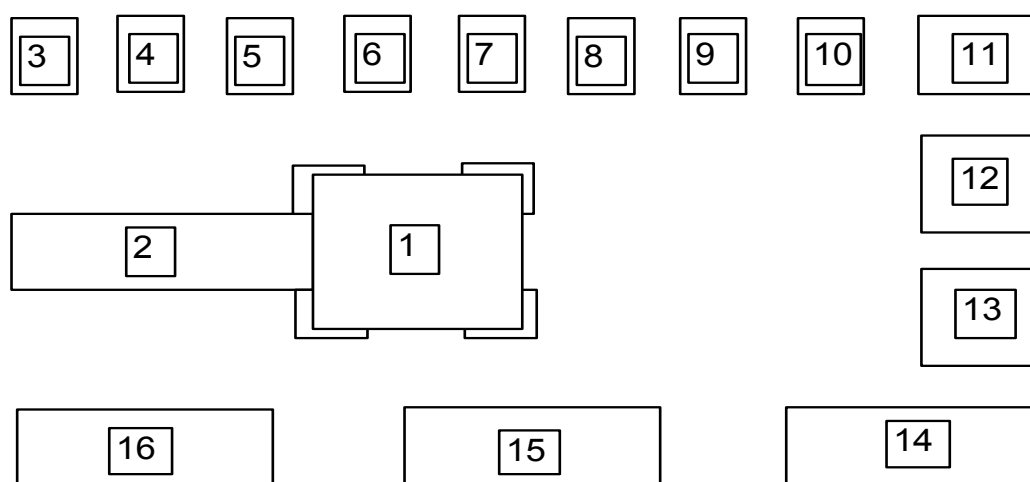


Рис. 19. Примерная схема размещения монтируемого оборудования:

1 – вышка; 2 – приёмный мост; 3 – лебёдка; 4 – ротор; 5 – коробка скоростей; 6 – электростанции, компрессоры; 7 – глиномешалка; 8 – желоба, стойки для желобов; 9 – всевозможные ёмкости; 10 – двигатели для станции управления; 11 – насосы, компрессоры; 12 – стояк и трубы; 13 – лесоматериалы; 14 – строительные материалы.

Для стадии цикла строительства скважины «монтаж бурового и силового оборудования» в отчёте о практике приводится схема размещения оборудования на конкретной скважине. Пример такой схемы приведён на рис.19.

Для удобства работы буровой бригады и создания должного порядка на рабочих местах в процессе проводки скважины, применяемый инструмент, запасные части и различные материалы размещаются на строго определённых, специально отведённых местах.

Буровое оборудование монтируется на металлических основаниях. Некоторые буровые установки укомплектованы крупными блоками (вышечным., лебёдочным, силовым, насосным, блоком циркуляционной системы, блоком приготовления бурового раствора и др.), что позволяет осуществлять крупноблочный монтаж и демонтаж оборудования и быструю перевозку блоков на новую площадь.

Буровое оборудование располагается с учётом особенностей буровой установки, цели бурения, климата, рельефа местности, безопасности в работе, сокращения времени и удешевления строительно-монтажных работ

Рациональная организация рабочего места предусматривает правильную его планировку и оснастку, создание благоприятных условий для работы. (рис.20).

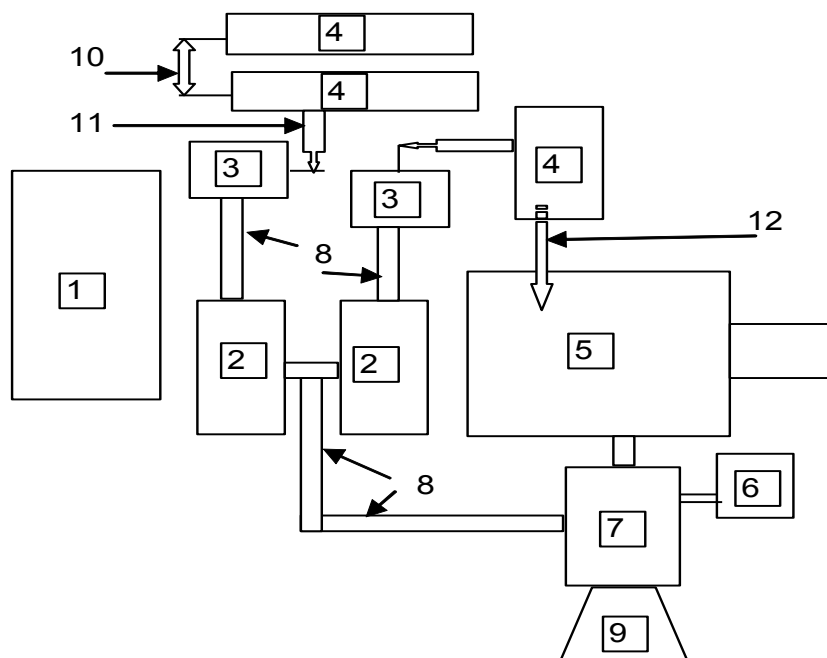


Рис.20. Схема расположения оборудования установки Уралмаш-3Д:

- 1 – блок ёмкостей для запаса бурового раствора и химических реагентов;
- 2 – приёмные ёмкости; 3 – насосы; 4 – силовой привод; 5 – вышечный блок;
- 6 – ёмкость для долива скважины при подъёме инструмента;
- 7 – блок очистки бурового раствора; 8 – желобная система;
- 9 – устройство для сброса выбуренной породы; 10 – передача блокировки двигателей;
- 11 – передача для привода насоса; 12 – передача для привода лебёдки.

В районах Западной Сибири, где преобладают болота и тайга, получили распространение буровые установки универсальной монтажеспособности для кустового бурения с эшелонированным расположением блока оборудования. В таких установках вышечно-лебёдочный блок, блок циркуляционной системы, насосный блок и блок вспомогательного оборудования смонтированы последовательно на индивидуальных

платформах, оснащённых колёсами железнодорожного типа. Все блоки могут передвигаться по направляющим балкам с помощью гидравлической системы, расположенной на вышечно-лебёдочном блоке. Применение такой компоновки позволяет с минимальными затратами времени и средств перемещать блоки оборудования с одной точки бурения на другую. При этом устья скважин в кусте располагаются в нескольких метрах друг от друга, а забои в соответствии с геологической сеткой на расстояниях порядка 1000 м. Как правило, одна скважина (центральная) в кусте вертикальная, а остальные – наклонно-направленные.

Одновременно с монтажом буровой установки ведут строительство привышечных сооружений. К ним относят.

— Редукторный (агрегатный) сарай для укрытия двигателей передаточных механизмов лебёдки. Его пристраивают к фонарю вышки со стороны задней панели.

— Насосный сарай для размещения насосов и силового оборудования. Строят насосный сарай сбоку редукторного, совмещают с ним или делают в стороне от вышки.

— Приёмный мост для укладки труб, перемещения оборудования, инструмента, материалов.

— Систему устройств для очистки бурового раствора.

— Ряд вспомогательных сооружений: при бурении на электроприводе – трансформаторную площадку, при бурении на дизелях – склад горюче-смазочных материалов и т. д.

— Гидравлические смесители для приготовления бурового раствора и склад химреагентов.

5. КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ. ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ГТИ)

С увеличением глубин скважин и ускорением их проходки возрастает потребность в регистрации осевой нагрузки на долото, давления, развиваемого насосами, скорости вращения долота и вращающего момента, расхода промывочной жидкости, механической скорости проходки и других параметров.

Измерительные приборы являются основным средством обеспечения экономичности и успешности буровых работ.

Для измерения веса инструмента, подвешенного на талевом блоке до недавнего времени, на всех буровых устанавливали гидравлические индикаторы веса (ГИВ). Они предназначены для определения нагрузки на вышку, нагрузки на долото, силы трения при подъёме бурильных труб из скважины. С помощью диаграммы самопишущего прибора ГИВ определяют время, затраченное на различные виды работ.

Гидравлический индикатор веса состоит из трансформатора давления, манометра с верньером, регистрирующего манометра, пресс-бачка для жидкости и системы медных трубок. Трансформатор давления устанавливается на неподвижном конце талевого каната. При натяжении каната, перегнутого между двумя роликами, опирающимися на корпус трансформатора давления и средним роликом, опирающимся через подвижную тарелку на мембрану, равнодействующая усилий натяжения передаётся на мембрану. При этом в камере трансформатора создаётся давление, пропорциональное натяжению каната.

Вес инструмента, подвешенного на крюке, определяется как произведение усилия натяжения неподвижного конца талевого каната на число струн, несущих талевый блок.

Нагрузка на долото определяется по разности веса между свободно подвешенной бурильной колонной и части бурильных труб, оказывающих давление на долото.

Показывающий манометр укрепляют на специальном щите перед бурильщиком. Верньер-манометр устанавливают рядом с показывающим манометром. При помощи отсчёта по верньер-манометру определяют нагрузку с точностью, в 4 раза превышающей точность отсчёта по показывающему манометру.

Регистрирующий манометр монтируется на особом щите в закрытом ящике. Каждый индикатор веса имеет паспорт с указанием цены деления показывающего и регистрирующего манометров.

В настоящее время на станциях геолого-технологических исследований – (ГТИ) вместо ГИВ используется датчик натяжения неподвижной ветви талевого каната, (датчик веса), также измеряющий натяжение талевого каната и, соответственно этой характеристике – величину веса на подъёмном крюке талевого блока. Разница лишь в том, что запись нагрузки на крюке производится компьютером на специальной диаграмме.

В последнее время для успешного управления процессом бурения наклонно-направленных скважин с большими отходами конечного забоя от вертикальной проекции устья, скважин сложного профиля и горизонтальных скважин используются **компьютеризированные системы оперативного контроля технологии бурения и траектории ствола скважин КТТС**. Основой их является компьютеризированный комплекс по сбору и обработке данных о процессе бурения скважин ГЕОТЕК и бескабельная забойная телесистема. В настоящее время комплекс обеспечивает получение, обработку и хранение информации о всех технологических параметрах бурения, данных инклинометрии, газометрии и геологических исследований.

Система КТТС обладает **следующими возможностями:**

- Выдаёт оператору речевые сообщения об изменении режимов процесса бурения и выходе параметров за допустимые пределы.
- Производит экспресс-анализ суммарного содержания углеводородных газов в выходящем из скважины буровом растворе, хроматографический анализ его компонентного состава с автоматической привязкой данных к глубине.
- Осуществляет хроматографический анализ компонентного состава проб газовых смесей, получаемых при глубокой дегазации раствора, шлама, керна.
- Обеспечивает исследования шлама, керна и ввод полученных данных геологических исследований в базу данных.
- Получает в процессе бурения информацию забойной инклинометрической системы о направлении движения забоя скважины и положении отклонителя, вычисляет расчётные параметры инклинометрии, строит профиль ствола скважины и определяет положение забоя скважины относительно проектной точки входа в продуктивный пласт.
- Записывает в базу данных на жёстком диске весь комплекс информации, обеспечивает её хранение, обработку, отображение в реальном масштабе времени на дисплее компьютера, вывод в цифровой и графической формах на печать в координатах времени и глубины.
- Формирует на основе информации датчиков суточные и рейсовые отчёты о процессе строительства скважины, составляет баланс времени строительства скважины и объединённую сводку показателей и средних технологических параметров бурения.
- Обеспечивает передачу любой выборки информации с использованием модема, радиомодема или других устройств межкомпьютерной связи.

Минимальный набор датчиков технологических параметров бурения компьютеризированного комплекса по сбору и обработке данных ГЕОТЕК включает в себя:

- датчик оборотов лебёдки – измеряет перемещение талевого блока, скорость движения колонны при спуске или подъёме, положение нижнего её конца относительно забоя, глубину скважины;
- датчик давления – предназначен для измерения давления в нагнетательной линии (манифольде) буровых насосов, давления в затрубном пространстве при закрытом превенторе, момента свинчивания обсадных труб;
- датчик натяжения неподвижного конца талевого каната (датчик веса) – позволяет определить вес на крюке, нагрузку на долото, а также время проведения всех рабочих

процессов на скважине (бурения, промывки, наращивания, подъёма и спуска инструмента) аналогично записи на диаграмме гидравлического индикатора веса;

- датчик числа ходов поршней буровых насосов и оборотов ротора;
- датчик плотности бурового раствора в элементах циркуляционной системы;
- датчик уровня бурового раствора;
- датчик удельной проводимости и температуры бурового раствора.

Три последних из перечисленных датчиков позволяют судить о взаимодействии бурового раствора с флюидами, насыщающими поровое пространство горных пород и с частицами шлама этих пород.

Геологическая служба по данным ГИС, шламу и керну, а также с учётом сведений о проницаемости, карбонатности, люминисценции и газонасыщенности бурового раствора составляет фактический геологический разрез скважины.

6. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Каждый работник до начала работы обязан проверить состояние рабочего места, а также исправность предназначенных для предстоящей работы оборудования, инструмента приспособлений и принять меры к устранению неисправностей.

Запрещается загромождать материалами и другими предметами производственные помещения и рабочие места.

Запрещается находиться посторонним лицам на рабочих; местах без разрешения руководителя работ на объекте и администрации предприятия.

Конкретные требования техники безопасности к отдельным производственным операциям при бурении скважин изложены в инструкциях по технике безопасности по профессиям и по основным видам работ для буровых бригад.

Каждый работник, заметивший опасность, угрожающую людям, обязан немедленно принять зависящие от него меры к устранению опасности и сообщить об этом своему непосредственному начальнику или ответственному руководителю работ, а при наличии диспетчерской службы - дежурному диспетчеру.

При сдаче вахты бурильщик обязан непосредственно на рабочем месте предупредить руководителя работ следующей смены и сделать в вахтовом журнале запись об имеющихся неисправностях оборудования, аппаратуры, инструмента, ограждений

7. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Главнейшие документы, в которых регламентируются в настоящее время деятельность геологических организаций – это Закон Российской Федерации «О недрах», Основы водного законодательства, Основы земельного законодательства, Основы лесного законодательства и нормативные правовые акты по вопросам недропользования в Российской Федерации.

Охрана используемых недр предусматривает прежде всего рациональное использование недр, а именно:

- обеспечение комплексного геологического изучения недр;
- соблюдение установленного порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного их использования;
- наиболее полное извлечение из недр и рациональное использование запасов основных и совместно с ними залегающих ископаемых;
- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых и другие месторождения.

Основами законодательства о недрах предусмотрена юридическая ответственность за нарушение порядка пользования недрами как предприятий, так и частных лиц.

Меры по недопущению вредного влияния геологоразведочных работ на сохранность запасов полезных ископаемых при бурении скважин включают работы по восстановлению первичных условий в недрах, нарушенных в результате бурения. После окончания проходки скважины и выполнения запроектированных исследований, в ней проводится ликвидационный тампонаж.

Охрана подземных вод как одного из видов полезных ископаемых является частью работ по охране недр вообще. При работе в районах, где имеются артезианские и особенно минеральные воды при бурении применяют промежуточные тампонажи, установку специальных обсадных колонн и т. п. для сохранности поверхностных вод применяется оборотное водоснабжение производственных объектов. При бурении скважин это выражается в использовании высококачественных промывочных растворов по замкнутому циклу: скважина – отстойники.

Для охраны водных ресурсов большое значение имеет санитарно-гигиеническая оценка химических веществ, необходимых для приготовления буровых растворов. Любые химические органические или синтетические вещества могут использоваться для приготовления буровых растворов только после получения заключения местных органов санитарно-эпидемиологического надзора. Применение случайных добавок недопустимо, так как это может привести к загрязнению водоносных горизонтов, используемых для питьевого водоснабжения.

Меры по охране почв заключают в себя ликвидацию последствий геологоразведочных работ на поверхности земли. Правилами предусмотрено, чтобы по окончании буровых работ проводилась уборка всех остатков материалов, выравнивание рабочих площадок и восстановление почвенного покрова.

Обязательными при бурении являются меры по охране лесов, в том числе противопожарные и исключающие последующую эрозию почв.

К мероприятиям по охране воздушной среды относится сокращение объёмов работ с использованием установок с двигателями внутреннего сгорания и замена их на установки с электроприводами.

Мероприятия по охране недр и природной окружающей среды предусматриваются в проектах и сметах на производство буровых работ.

В Российской Федерации мониторинг природной среды и источников антропогенного воздействия осуществляется службами Госкомгидромета, Санэпиднадзора, Министерства природных ресурсов, Государственного комитета охраны окружающей среды, Минсельхозпрода и других ведомств. Целью экологического мониторинга является информационное обеспечение управления природоохранной деятельностью и экологической безопасностью.



Рис. 21. Блок-схема системы экологических наблюдений

В состав мониторинга входят наблюдение за изменением качества окружающей среды, факторами, воздействующими на окружающую среду, оценка фактического состояния природной среды и прогноз изменения качества среды.

Наблюдения осуществляются по физическим, химическим и биологическим показателям. Основным источником информации при проведении оценки служат данные, полученные в процессе наблюдений за окружающей средой.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Башкатов, А. Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А. Д. Башкатов. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 554 с.

Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 1007 с.

Буровое оборудование : справочник : в 2 т. Москва : ОАО «Издательство «Недра», 2003.

Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Вадецкий. Москва : Издательский центр «Академия», 2011. 350 с.

Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые : справочное пособие / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, А. Г. Мессер, Н. В. Соловьёв. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 450 с.

Мухин, В. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / В. М. Мухин, К. А. Маврин, В. А. Смирнов. Саратов : Издательство Саратовского университета, 2005. 32 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.Содержание отчёта о практике	3
1.Технология бурения нефтяных и газовых скважин	6
1.1. Категорийность скважин в Российской Федерации	6
1.2. Конструкция скважин и геолого-технический наряд	8
1.3.Способы бурения глубоких скважин	11
1.4.Роторные управляемые системы	20
1.5.Спуско-подъёмное оборудование. Буровые вышки	22
1.6.Силовые приводы буровых установок	26
1.7. Превенторы	29
1.8. Колонковые снаряды	29
1.9. Вспомогательный буровой инструмент	29
2. Цикл строительства скважин	30
3. Состав буровой бригады. Обязанности её членов. Организация сменности вахт	32
4. Монтаж бурового и силового оборудования. Привышечные сооружения.	35
5. Контроль за процессом бурения. Геолого-технологические исследования (ГТИ)	37
6. Общие положения техники безопасности	39
7. Охрана недр и окружающей среды	39
Список рекомендуемой литературы	42

Учебное издание

**Мухин Владимир Михайлович
Коробов Александр Дмитриевич**

Бурение нефтяных и газовых скважин

Учебно-методическое пособие

Издание осуществлено в авторской редакции

Издательство ОАО «Центральный коллектор библиотек «БИБКОМ»,
115193, Москва, ул. Петра Романова, д. 12,
тел. (495) 995-95-77, e-mail: izdat@ckbib.ru