

Содержание

Введение.....	5
1 Общие сведения о Заларинском районе Иркутской Области.....	6
2 Конструкция скважины.....	9
3 Техничко-технологические решения скважины.....	13
4 Технология процесса бурения скважины.....	16
4.1 Технология и техника бурения.....	16
4.2 Технология цементирования обсадных колонн.....	16
4.3 Способ бурения.....	18
4.4 Породоразрушающий инструмент.....	18
4.5 Буровые растворы.....	19
4.6 Буровая установка (буровое оборудование).....	23
5. Отбор керна.....	29
6 Предполагаемые осложнения при бурении.....	30
7 Возникновение нештатных ситуаций при ликвидации ГНВП.....	31
8 Техника безопасности промышленные и противопожарные мероприятия.....	32
9 Охрана окружающей среды и рекультивация земельного участка.....	35
10 Организация работ.....	40
11 Виды выполняемых работ.....	43
Заключение.....	44
Список используемой литературы.....	45

Введение

Производственная практика проходила в ООО ГПК «Недра» на Ангарской площади 4-Поисковой скважине в качестве помощника бурильщика 5 разряда эксплуатационного и разведочного бурения.

Цель первой производственной практики:

- закрепление полученных теоретических знаний и практических навыков по специальности;
- приобщение студента к социальной среде предприятия (ООО ГПК «Недра»), необходимых для работы в профессиональной сфере;
- освоение функциональных обязанностей должностных лиц по профилю будущей профессиональной деятельности и приобретение опыта практической работы в качестве помощника бурильщика 5 разряда на рабочих местах;
- изучение инструкций по профессиям и видам работ конкретного производства, технических характеристик оборудования и обязанностей персонала по его применению и его обслуживанию, технологической документации по выполняемым видам работ;

Задачи производственной практики:

- изучение содержания и характера работ всех цехов и отделов предприятия;
- знакомство с полным циклом сооружения скважин;
- изучение передовых методов работы;
- сбор материалов для написания отчета по практике;
- производственная работа в составе буровой вахты.

1 Общие сведения о районе буровых работ

В административном отношении район работ расположен в Заларинском районе Иркутской области. Территория района работ находится на юго-западной окраине Среднесибирского плоскогорья. В орографическом отношении территория расположена в пределах юго-западной части Иркутско-Черемховской равнины. Рельеф местности крупнохолмистый. Поверхности междуречий здесь имеют высоты 550-650 м.

Район приурочен к Иркутско-Черемховской равнине. В геоморфологическом отношении территория работ представляет собой плоскую таежную возвышенность с межгорными и предгорными впадинами и широкими долинами. Коренные породы преимущественно пологозалегающими пластами осадочных пород нижне-юрского возраста черемховской свиты – мергели, песчаники, алевролиты, аргиллиты, конгломераты, а также маломощные угленосные прослои заларинской свиты, переслаивающиеся с нескальными отложениями. На отдельных участках встречены осадочные породы нижнего кембрия ангарской свиты – доломиты, известняки. Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Район работ относится к 1 климатическому району, подрайону В, ветровой район – III, зона влажности -3 (сухая). Гидрография района представлена р. Залари, водотоками падь Бажир, падь Шерагул, падь

Долгая и ручьями без названия. В орографическом отношении территория в районе работ делится на две части: большую - равнинную, лежащую в пределах юго-западной окраины Среднесибирского плоскогорья, и меньшую, занятую горами Восточного Саяна и отрогами Хамар-Дабана.

По климатическим условиям территория Иркутской области выделяется среди других регионов страны, лежащих в тех же широтах, но находящихся в Европейской России или на Дальнем Востоке. Здесь более длинная зима, более высокая амплитуда температур воздуха, значительное количество часов солнечного сияния. Удаленность Иркутской области от морей и расположение в центре Азиатского материка придают климату резко континентальный характер. На климат Иркутской области оказывают влияние оз. Байкал и Ангарские водохранилища.

В прилегающих к ним районах, зима заметно мягче, а лето прохладнее. Громадная масса воды и площадь этих водоемов сглаживают резкие среднегодовые и среднесуточные перепады. Зимой на территории Иркутской области устанавливается безветренная, ясная и морозная погода, с характерными температурными инверсиями и высоким атмосферным давлением.

Весна начинается в конце марта и продолжается около 35 дней. Снежный покров сходит в апреле. Среднесуточная температура на большей части территории Иркутской области переходит к устойчиво положительным

значениям лишь к началу мая. В это же время от льда очищаются. Лето короткое, но может быть очень жарким. Начинается в последних числах мая и длится 90-110 дней. Поверхность земли быстро нагревается, над ней формируется область низкого давления и устанавливается циклонический тип погоды.

Осень длится около месяца и характеризуется резкими суточными колебаниями температур и ранними заморозками. В короткий период с середины сентября до середины октября среднесуточная температура опускается ниже нулевой отметки. Увеличивается число ясных дней.

В октябре на большей части территории области появляется снежный покров. Основная часть рек замерзает к ноябрю. Период замерзания колеблется от 7 до 21 дня. Глубокой осенью начинает формироваться азиатский антициклон зона повышенного атмосферного давления, устанавливается ясная и морозная погода. Средняя годовая температура воздуха в районе работ равна минус 1,6 °С. Самым холодным месяцем в году является январь - минус 23,0 °С, самым теплым июль - плюс 18,0 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает минус 50 °С, абсолютный максимум плюс 37 °С.

Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, в течение года в районе работ изменяется от 73 до 80 %. Климат района работ относится к сухой зоне влажности. За год здесь выпадает 384 мм осадков, основное количество которых (319 мм) выпадает с апреля по октябрь. Снежный покров в районе работ появляется в начале октября, а к ноябрю образуется устойчивый снежный покров, который лежит всю зиму. Продолжительность периода со снежным покровом составляет 162 дня.

Средний из наибольших декадных высот снежного покрова за зиму на открытых участках составляет 28 см, а максимальный - 70 см. Преобладающее направление ветра зимой северо-западное со средней скоростью - 1,2 м/с, летом - северо-западное со средней скоростью - 2,3 м/с. В целом за год преобладают ветры северо-западного направления - 2,2 м/с.

Расчлененность рельефа района работ обуславливает на равнинной части зональное изменение растительности.

Основным типом растительности являются хвойные леса. Значительные площади по гарям, а также по сплошным вырубкам заняты мелко-лиственными лесами березовыми и осиновыми.

Водораздельные пространства плоскогорья заняты светлохвойными лесами с наибольшим распространением сосны.

Район работ обустроен, на территории расположены сельские поселения, с развитой сетью автомобильных дорог, проходят коридоры линий электропередач, проложены нефтегазопроводы. Территория работ с северо-запада на юго-восток пересекается транссибирской железнодорожной магистралью и Московским трактом, разделяющих его на две отдельные

площади. Наиболее крупные населенные пункты, расположены в непосредственной близости от лицензионных участков (г. Зима, п. Тыреть, п. Залари, п. Новонукутский и п. Кутулик), которые связаны между собой разветвленной сетью грунтовых автодорог.

Заларинский район граничит: на северо-западе с Зиминским, на северо-востоке с Нукутским и Аларским и на юге с Черемховским районами.

В районе п. Тыреть расположен Тыретсткий солерудник, разрабатывающий Тыретское месторождение каменной соли, в 9 км к северо-западу от ст. Тыреть находится угольная шахта «Делюр». Из строительных материалов прежде всего следует отметить, гипс, связанный с отложениями осинской пачки верхнего кембрия и доломиты ангарской свиты нижнего кембрия, которые могут использоваться как строительный и бутовый камень.



Рисунок 1 – Обзорная карта расположения проектируемых работ

2 Конструкция скважины

Конструкция скважины должна обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Кроме того, конструкция скважины должна обеспечивать:

- 1) доведение скважины до проектной глубины;
- 2) осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) и методов их эксплуатации. Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя (под конструкцией забоя понимается сочетание элементов конструкции скважины в интервале продуктивного объекта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение напорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также длительную эксплуатацию скважины с оптимальным дебитом);
- 3) предотвращение осложнений в процессе бурения и условия, позволяющие полностью использовать потенциальные возможности техники и технологических процессов;
- 4) минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Конструкция скважины

Таблица 1 Конструкция скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска (по вертикали), м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубины спуска колонны и способа цементирования
Направление	530,0	100	Направление спускается с целью перекрытия зон поглощений, изоляции грунтовых водоносных горизонтов и верхних водоносных горизонтов, содержащих воды питьевого качества, создания замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор и возможности проведения опытно-фильтрационных исследований водоносных горизонтов в интервале бурения под кондуктор. Цементируется до устья. Способ цементирования - «прямой».
Кондуктор	426,0	500	Спускается в подошву булайской свиты с целью перекрытия зон поглощений, перекрытия водоносных горизонтов в надсолевых отложениях ангарской и булайской свитах. Кондуктор цементируется до устья. Способ цементирования - «прямой». Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.
Промежуточная колонна	323,9	1000	Промежуточная колонна устанавливается в твердых пропластках усольской свиты с целью обеспечения возможности изучения условий залегания пластов каменной соли и разделяющих их карбонатных пород. Цементируется до устья «прямым» способом. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.
Эксплуатационная колонна	244,5	1830	Спускается в кровлю тэтэрской свиты с целью перекрытия соленосных отложений усольской свиты. Цементируется до устья «прямым» способом через муфту ступенчатого цементирования установленную на глубине 900 м. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.
Хвостовик	168,3	1680-2580	Хвостовик устанавливается с целью разобщения водоносных горизонтов и их поинтервального опробования. Цементируется в интервале 1680-2580 м «прямым» способом.

Таблица 2 Конструкция скважины

Наименование обсадных колонн	диаметр, мм / глубина по вертикали (по стволу), м	высота подъема цементного раствора, м
Направление	530,0/100	0 - 100
Кондуктор	426,0/500	0 - 500
Промежуточная колона	323,9/1000	0 - 1000
Эксплуатационная колонна	244,5/1830	0 - 1830
Хвостовик	168,3/1680 - 2580	1680 - 2580

Примечания:

1 Принятая конструкция позволяет осуществить проведение полного комплекса геолого-геофизических исследований (ГИС, испытание пластов в открытом стволе, отбор керна, гидродинамические исследования, отбор глубинных проб воды), использовать современное оборудование и

инструмент для бурения и проведения опытно-фильтрационных работ в скважинах.

2 Направление спускается с целью перекрытия зон поглощений, изоляции грунтовых водоносных горизонтов и верхних водоносных горизонтов, содержащих воды питьевого качества, создания замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор.

3 Кондуктор спускается в подошву булайской свиты с целью перекрытия зон поглощений, перекрытия водоносных горизонтов в надсолевых отложениях ангарской и булайской свит.

4 Промежуточная колонна устанавливается в кровлю усольской свиты, в плотные, устойчивые горные породы, с целью обеспечения возможности изучения условий залегания пластов каменной соли и разделяющих их несоляных пород.

5 Эксплуатационная колонна спускается в кровлю тэтэрской свиты с целью перекрытия соленосных отложений усольской свиты.

6 Хвостовик устанавливается с целью разобщения водоносных горизонтов и их поинтервального опробования.

Поисковая скважина №4 Ангарской площади

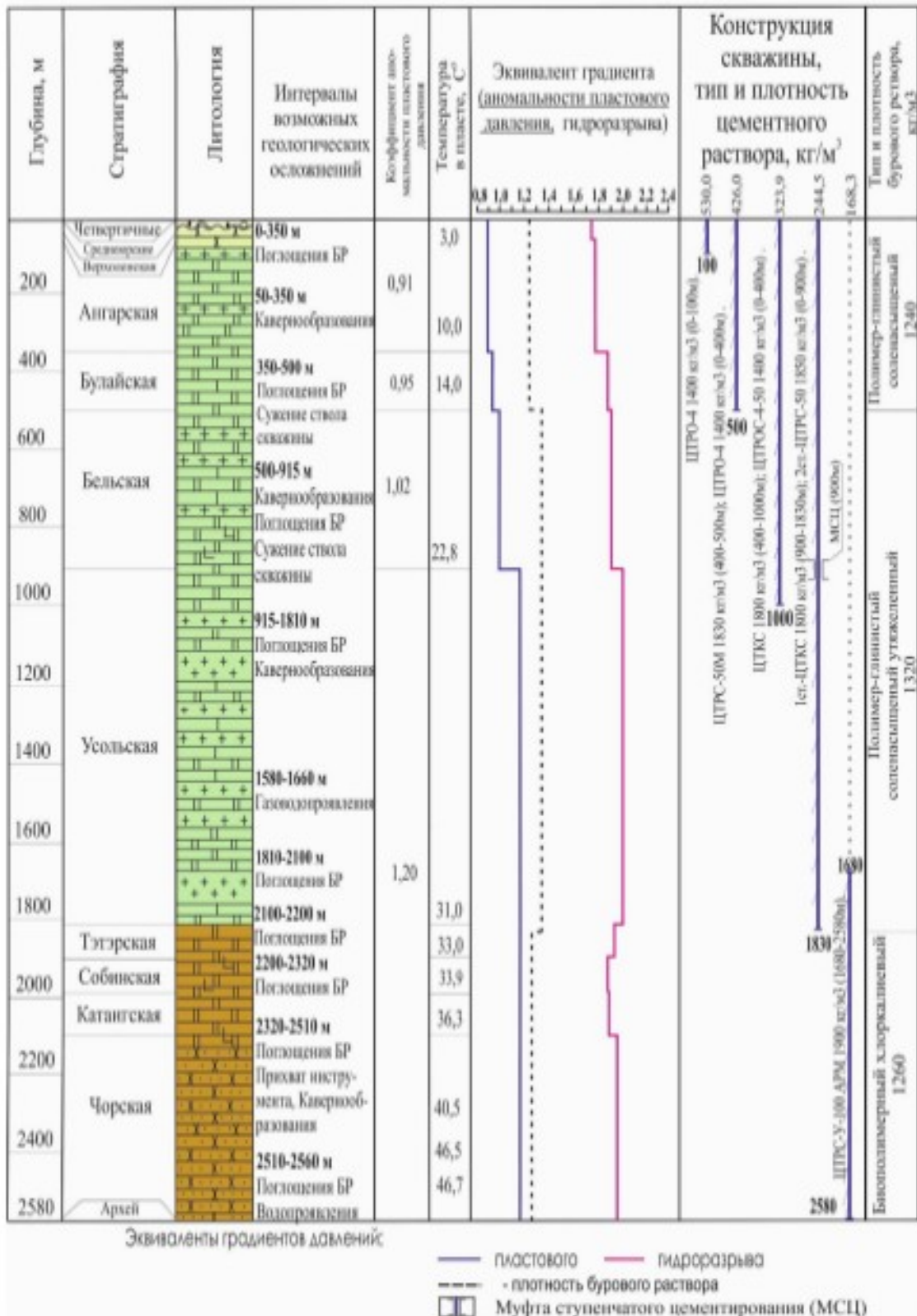


Рисунок 2 График совмещенных давлений

3 Техничко-технологические решения скважины

Проектируемая технология углубления ствола скважины для спуска обсадных колонн основана на технико-технологических решениях, прошедших промышленную апробацию и регламентированных в виде нормативных документов. Применяемая технология направлена на обеспечение качества ствола, повышение противодонной безопасности и охрану окружающей среды.

Состав буровых растворов, схему химической обработки и контроль технологических параметров промывочной жидкости, в т.ч. при вскрытии продуктивных пластов, применять в соответствии с СТП 39-2.1-006-2002 «Рекомендации по использованию новых реагентов в составах буровых растворов», Тюмень 2002 г., НД 00158758-267-2003 «Рекомендации по использованию высокомолекулярных реагентов и материалов для приготовления и обработки буровых растворов», Тюмень 2003 г., Р Газпром 2004 г «Рекомендации по применению полимеров и материалов для приготовления и обработки буровых растворов», Р Газпром 2006 г. «Рекомендации по применению высокомолекулярных и смазывающих реагентов для обработки буровых растворов».

Для забуривания скважины в интервале 0-100 м используется полимерглинистый соленащенный раствор, обладающий высокими структурно-механическими свойствами, позволяющими в некоторой степени предупредить поглощение промывочной жидкости при бурении трещиновато-кавернозных и терригенных пород ангарской и булайской свит и предотвратить кавернообразование в соленосной толще за счет предельного насыщения раствора хлористым натрием.

В качестве структурообразователя раствора используется высококачественный модифицированный бентонитовый порошок. Для управления реологией раствора применяется полианионная целлюлоза высокой вязкости ПАЦ-В и другие полимеры.

С целью предупреждения от размыва устья скважины при бурении под направление предусматривается: - обустройство шахты устья размерами 2,5 x 2,5 x 1,0 м (обшивка шахты стальными листами), установка (подвешивание) в шахте устья вертикального шламового насоса ВШН-150; - система циркуляции с подачей бурового раствора от устья (из шахты устья) с помощью ВШН-150 через устьевой желоб на блок очистки бурового раствора; - применение роторного способа бурения.

В интервале бурения 100-500 м используются раствор, подобный предыдущему, полимерглинистый соленащенный, с добавками инертных наполнителей для повышения его кольматирующих свойств.

В интервале бурения 500-1830 м – в основе полимерглинистый соленащенный раствор, утяжеленный до расчетной плотности (1320 кг/м³) баритом и микрорамором с регуляторами реологических свойств - реагентами на основе полимеров.

Для бурения подсолевого комплекса разреза в интервале 1830-2580 м проектируется биополимерный хлоркалийевый раствор для обеспечения

качественного вскрытия продуктивной части разреза и сохранения устойчивости стенок скважины сложенных алевролитами, аргиллитами с прослоями мергелей и мелкозернистых песчаников чорской подсветы за счет ингибирующих свойств раствора.

Качество применяемых компонентов буровых растворов должно соответствовать техническим требованиям, регламентированным стандартами ПАО «Газпром» РД 2.1-144-2005 – РД 2.1-149-2005 [101].

В процессе бурения постоянно следить за характером выноса шлама из скважины. В случаях снижения интенсивности выноса или полного прекращения выноса шлама бурение остановить не прекращая циркуляции, выяснить причину (снижение производительности, промыв инструмента, ГГР-Р169/16(6П)-ИОС 49 зависание инструмента, образование сальника и др.), устранить недостатки, промыть скважину в течение одного цикла с расхаживанием инструмента и только затем продолжить бурение.

Для исключения зависания буровой колонны необходимо периодически производить вращение инструмента ротором. При необходимости проведения ремонтных и других работ (более 30 мин) инструмент должен быть поднят в обсаженную часть ствола скважины.

При бурении производить профилактические отрывы буровой колонны от забоя в соответствии с требованиями СТО Газпром 7.4-007-2011. Новое долото обкатывать по технологии сервисной компании.

При отсутствии указаний производителя приработку осуществлять с нагрузкой 2-3 тонны в течение 10-15 мин с последующим плавным увеличением нагрузки до проектных значений. Спуск нового долота осуществлять с проработкой до свободного прохождения в местах посадок и затяжек буровой колонны и в призабойной зоне.

При смене долота на буроголовку произвести очистку забоя с включением в состав КНБК фрезера-ловителя магнитного и шламометаллоуловителя. Перед началом каждого долбления производить промывку скважины при поднятом над забоем долоте до приведения параметров бурового раствора в соответствие с ГТН, но не менее объема затрубного пространства, после окончания каждого долбления - в течение 1 цикла.

Перед наращиванием производить трёхкратную проработку ствола скважины на длину ВБТ и промывку в течение 5 мин. При подъеме буровой колонны постоянно производить долив с контролем объема доливаемого раствора.

При смене КНБК ограничивать скорость спуска до 0,3-0,4 м/с, не допуская посадок более 5 т. При спуске буровой колонны за 500 м до продуктивного пласта снизить скорость до 0,2 м/с. Подготовка ствола к спуску обсадных колонн: - проработке подвергаются интервалы, в которых получена посадка более 3 т; - при каждом спуске в скважину или подъеме из скважины калибрующие элементы компоновки обмеряются с записью результатов в суточный рапорт; - калибрование ствола заканчивается

пропуском до забоя компоновки без вращения; - ствол скважины необходимо проработать при получении затяжек или посадок геофизических приборов. Убедиться, что имеющийся комплект ловильного оборудования предусматривает захват всех спускаемых в скважину инструментов как изнутри, так и снаружи, независимо от диаметра и размера, а также их извлечение

4 Технология процесса бурения скважины

Основные требования к выбору способа бурения – необходимость обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам.

По условиям требования заказчика, бурение разведочной скважины осуществляется наклонно направленным стволом.

Для бурения разведочной скважины принимается комбинированный способ бурения, роторный с применением винтовых забойных двигателей.

Бурение под направление и кондуктор осуществляется ротором, под техническую и эксплуатационную колонны – ВЗД.

В качестве винтовых забойных двигателей используют двигатели Д1-240 и Д1-195.

4.1 Технология и техника бурения

Технология и техника бурения зависит от глубины скважины, слагающей породы, геологических и климатических условий. так как от качественно проведенного вскрытия продуктивного горизонта зависит в дальнейшем эксплуатационная характеристика скважины, именно дебит и производительность

4.2 Технология цементирования обсадных колонн

1. Направление диаметром 530,0 мм цементируется тампонажным раствором плотностью 1400 кг/м³ прямым способом до устья с помощью устройства для цементирования колонн большого диаметра, состоящего из башмака (БКП-530) с обратным дроссельным клапаном и посадочным узлом БКП (ТУ 3663-053-00136596-2017). Закачка и продавливание цементного раствора производится через бурильные трубы со стингером, соединенные с башмаком оснащенным посадочным узлом под стингер. (схема представлена За счет применения указанного устройства сокращается объем продавочной жидкости, цементный раствор не «размазывается» во внутреннем пространстве труб направления, достигается высокое качество цементирования за счет обеспечения расчетного режима потока цементного раствора в кольцевом пространстве. За счет подачи цементного раствора и продавочной жидкости через бурильные трубы значительно уменьшается теплообмен в системе «скважина-обсадная колонна». Порядок работы при креплении направления с использованием устройства: - установить башмак с обратным дроссельным клапаном и посадочным узлом БКП согласно плану крепления скважины; - выполнить спуск обсадной колонны; - выполнить спуск бурильного инструмента со стингером, оснащенного центратором и произвести соединение его с посадочным узлом БКП. Свинчивание с башмаком производится до упора без докрепления ключами; - закачивание цементного раствора и продавочной жидкости производится через

бурильную колонну - после окончания цементирования производится подъем бурильного инструмента, скважина оставляется на ОЗЦ.

2. Кондуктор \varnothing 426,0 мм цементируется прямым способом до устья двумя порциями тампонажного раствора. В интервале 500-400 м тампонажным раствором плотностью 1830 кг/м³, в интервале 400-0 м облегченным тампонажным раствором плотностью 1400 кг/м³. При указанном расположении цементного раствора за колонной давление на слабый пласт в конце продавки составит 7,29 МПа, при допустимом давлении на этот пласт 8,94 МПа (0,95 Ргрп), что удовлетворяет условию подъема тампонажных смесей до устья скважины в один прием. Цементирование кондуктора в интервале от 500 до 400 м осуществляется тампонажным раствором плотностью 1830 кг/м³, в интервале 400 - 0 м - цементным раствором (облегченным) плотностью 1400 кг/м³.

3. Промежуточная колонна \varnothing 323,9 мм цементируется в одну ступень: в интервале 1000- 400 м тампонажным раствором плотностью 1800 кг/м³, в интервале 400-0 м облегченным тампонажным раствором плотностью 1400 кг/м³. При указанном расположении цементного раствора за колонной давление на слабый пласт в конце продавки составит 16,1 МПа, при допустимом давлении на этот пласт 19,00 МПа (0,95 Ргрп), что удовлетворяет условию подъема тампонажной смеси до устья скважины в один прием. Цементирование промежуточной колонны в интервале от 1000 до 400 м производится цементным раствором на основе коррозионностойкого цемента типа ЦТКС плотностью 1800 кг/м³; в интервале от 400 м до 0 - цементным раствором на основе ЦТРОС-4-50 плотностью 1400 кг/м³.

5. Эксплуатационная колонна \varnothing 244,5 мм цементируется двумя ступенями. Первая ступень цементируется одной порцией тампонажного раствора в интервале 1830-900 м тампонажным раствором плотностью 1800 кг/м³. Вторая ступень цементируется от 900 м до устья тампонажным раствором плотностью 1850 кг/м³. При указанном расположении цементных растворов за колонной давление на слабый пласт в конце продавки при цементировании первой ступени составит 28,04 МПа, при допустимом давлении на этот пласт 33,58 МПа (0,95 Ргрп), что удовлетворяет условию подъема тампонажных смесей до муфты ступенчатого цементирования, которая находится в интервале, перекрытом обсадной колонной 244,5 мм, на глубине 900 м. Подробное описание двухступенчатого цементирования и принцип действия муфт ступенчатого цементирования (МСЦ) приведен в приложении Р. 6. Хвостовик \varnothing 168,3 мм цементируется в интервале 2580-1680 м тампонажным раствором плотностью 1900 кг/м³ на основе цемента ЦТРС-У-100 АРМ. При указанном расположении цементного раствора за колонной давление на слабый пласт в конце продавки составит 37,56 МПа, при допустимом давлении на этот пласт 47,82 МПа (0,95 Ргрп), что удовлетворяет условию подъема тампонажных смесей в один прием. Количество цемента и химических реагентов, необходимое для приготовления 1 м³ тампонажного раствора, физико-

механические свойства тампонажных растворов. При подъеме цементного раствора до устья скважины специальных работ по натяжению колонн не требуется (п. 10.11 «Сборника регламентирующих документов и инструкций по креплению скважин на месторождениях и ПХГ ОАО «Газпром», ОАО «Газпром»). При обвязке устья для фиксации клинового захвата в колонной головке при его установке производится натяжка колонн усилием 50 кН. Обвязку устья скважины при ремонте вести в соответствии с «Инструкцией по монтажу, эксплуатации и испытаниям противовыбросового оборудования, колонных головок и фонтанных арматур», ИЭ-11-02.28-14.

4.3 Способ бурения

Роторный способ обеспечивает независимость регулирования параметров режима бурения, возможность срабатывания больших перепадов давления на долоте, значительное увеличение проходки долота, по сравнению с турбинным способом бурения, возможность использования долот со стойкими герметизированными опорами.

Таблица 3 Способ бурения

Способ бурения	Глубина забоя скважины, м	Продолжительность опрессовки, дефектоскопии, ч	
		время опрессовки	время дефектоскопии
роторный	500	4,51	2,06
роторный	1000	7,18	4,13
роторный	1262	8,58	5,21
роторный	1514	9,93	6,25
роторный	1748	11,18	7,22
роторный	1984	12,44	8,19
роторный	2200	13,60	9,09
роторный	2416	14,75	9,98
роторный	2580	15,63	10,65

4.4 Породоразрушающий инструмент

Эффективность применения инструмента обуславливается свойствами конкретной породы, поэтому перед тем, как определиться с инструментом, важно определить, какие пласты предстоит преодолеть в ходе бурения ствола. Правильно подобранные устройства сделают работу максимально быстрой и малозатратной. [2; стр. 221] В качестве породоразрушающего инструмента применяются долота представленные в таблице 2.

Таблица 4 - Типы долота по интервалам бурения

Интервал	Тип и размер долота	Производитель
0-40	490 С-ЦВ	Halliburton
40-160	III 393,7 EMS51HPC	Halliburton
160-1200	11 5/8 «PDC»	Halliburton
1200-2580	8 1/2 «PDC»	Halliburton

4.5 Буровые растворы

Выбор параметров промывочной жидкости произведен исходя из геологической характеристики разреза, геологических осложнений и ожидаемых пластовых давлений. Согласно п. 210 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 и Приказ Ростехнадзора № 1 от 12.01.2015 о внесении изменений в «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» (далее по тексту ПБ НГП 2013), произведен расчет допустимой плотности бурового раствора, итоги расчета приведены в приложении К.

Интервал 1. Бурение под направление 530,0 мм в интервале 0-100 м
Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания ее столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определенную п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Плотность БР на проектную глубину по вертикали установки башмака диаметром 530,0 мм направления составит:

$$\rho = \{(P_{пл} = \alpha_{пл} \times L) + (0,1 \times P_{пл})\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } \rho = \{(0,0089 \times 100) + 0,1 \times (0,0089 \times 100)\} \times 106 / (9,81 \times 100) = 998 \text{ кг/м}^3 .$$

При бурении в данном интервале будет применяться полимерглинистый соленасыщенный буровой раствор, исходя из наличия в пластах соленосных отложений. В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под направление принята: $\rho = 1240 \text{ кг/м}^3$.

Эквивалентная плотность БР соответствующая давлению поглощения ($P_{п} = 0,8 \times P_{гр}$) на проектной глубине по вертикали установки башмака обсадной колонны составит:

$$P_{гр} = \alpha_{гр} \times L \text{ рэ.гр.} = \{(P_{п} \times L)\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или рэ.гр.} = \{(0,0142 \times 100)\} \times 106 / (9,81 \times 100) = 1452 \text{ кг/м}^3 .$$

Интервал 2. Бурение под кондуктор 426,0 мм в интервале 100-500 м
Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания ее столбом гидростатического давления,

превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определенную п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Плотность БР на проектную глубину по вертикали установки башмака кондуктора составит:

$$\rho = \{(P_{пл} = \alpha_{пл} \times L) + (0,1 \times P_{пл})\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } \rho = \{(0,0093 \times 500) + 0,1 \times (0,0093 \times 500)\} \times 106 / (9,81 \times 500) = 1043 \text{ кг/м}^3 .$$

При бурении в данном интервале будет применяться полимер-глинистый соленасыщенный буровой раствор, исходя из наличия в пластах соленосных отложений. В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под кондуктор принята: $\rho = 1240 \text{ кг/м}^3$

Эквивалентная плотность БР соответствующая давлению поглощения ($P_{п} = 0,8 \times P_{гр}$) на проектной глубине по вертикали установки башмака обсадной колонны составит:

$$P_{гр} = \alpha_{гр} \times L \text{ рэ.гр.} = \{(P_{п} \times L)\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или рэ.гр.} = \{(0,0150 \times 500)\} \times 106 / (9,81 \times 500) = 1533 \text{ кг/м}^3$$

Интервал 3. Бурение под промежуточную колонну 323,9 мм в интервале 500-1000 м Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания ее столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определенную п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Плотность БР на проектную глубину по вертикали установки башмака технической колонны составит:

$$\rho = \{(P_{пл} = \alpha_{пл} \times L) + (0,1 \times P_{пл})\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } \rho = \{(0,0118 \times 1000) + 0,1 \times (0,0118 \times 1000)\} \times 106 / (9,81 \times 1000) = 1323 \text{ кг/м}^3 .$$

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении интервала принята: $\rho = 1320 \text{ кг/м}^3$ При бурении в данном интервале будет применяться полимер-глинистый соленасыщенный утяжеленный буровой раствор, исходя из наличия в пластах соленосных отложений. Принятая плотность бурового раствора 1320 кг/м^3 не противоречит правилам

безопасности в частности созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность БР соответствующая давлению поглощения ($R_{п} = 0,8 \times R_{гр}$) на проектной глубине по вертикали установки башмака обсадной колонны составит:

$$R_{гр} = \alpha_{гр} \times L_{рз.гр.} = \{(R_{п} \times L)\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } рз.гр. = \{(0,0160 \times 1000)\} \times 106 / (9,81 \times 1000) = 1631 \text{ кг/м}^3 .$$

Интервал 4. Бурение под эксплуатационную колонну 244,5 мм в интервале 1000-1830 м Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания ее столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определенную п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Плотность БР на проектную глубину по вертикали установки башмака колонны составит:

$$\rho = \{(R_{пл} = \alpha_{пл} \times L) + (0,05 \times R_{пл})\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } \rho = \{(0,0118 \times 1830) + 0,05 \times (0,0118 \times 1830)\} \times 106 / (9,81 \times 1830) = 1263 \text{ кг/м}^3 .$$

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении интервала принята: $\rho = 1320 \text{ кг/м}^3$. При бурении в данном интервале будет применяться полимер-глинистый соленасыщенный утяжеленный буровой раствор, исходя из наличия в пластах соленосных отложений. Принятая плотность бурового раствора 1320 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности в частности созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность БР соответствующая давлению поглощения ($R_{п} = 0,8 \times R_{гр}$) на проектной глубине по вертикали установки башмака обсадной колонны составит:

$$R_{гр} = \alpha_{гр} \times L_{рз.гр.} = \{(R_{п} \times L)\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } рз.гр. = \{(0,0154 \times 1830)\} \times 106 / (9,81 \times 1830) = 1574 \text{ кг/м}^3 .$$

Интервал 5. Бурение под хвостовик 168,3 мм в интервале 1830-2580 м
Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания ее столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определенную п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Плотность БР на проектную глубину по вертикали установки башмака эксплуатационной колонны составит:

$$\rho = \{(P_{пл} = \alpha_{пл} \times L) + (0,05 \times P_{пл})\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или } \rho = \{(0,0118 \times 2580) + 0,05 \times (0,0118 \times 2580)\} \times 106 / (9,81 \times 2580) = 1263 \text{ кг/м}^3$$

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность промывочной жидкости при бурении под эксплуатационную колонну принята: $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$.

При бурении в данном интервале будет применяться биополимерный хлоркалийевый буровой раствор, позволяющий сохранить фильтрационно-емкостные свойства исследуемых пластов. Принятая плотность бурового раствора 1260 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности в частности созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность БР соответствующая давлению поглощения ($P_{п} = 0,8 \times P_{гр}$) на проектной глубине по вертикали установки башмака обсадной колонны составит:

$$P_{гр} = \alpha_{гр} \times L \text{ рэ.гр.} = \{(P_{п} \times L)\} \times 106 / 9,81 \times L \text{ или рэ.гр.} = \{(0,0156 \times 2580)\} \times 106 / (9,81 \times 2580) = 1590 \text{ кг/м}^3$$

Таблица 6 Тип и технологические параметры бурового раствора

Тип бурового раствора	Интервал бурения, м		Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Корка, мм	Коэффициент трения глинистой корки	СНС, дПа		рН	Пластическая вязкость, мПа · с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Содержание смазки, %	Содержание твердой фазы, %	Содержание песка, %	Хлорид-ионов	Катионно-обменная емкость (МВТ), кг/м ³
	от	до						1 мин	10 мин								
Полимер-глинистый соленасыщенный	0	100	1240	50-90	<7	<2	0,3	33-48	48-72	8-9	-	-	-	<12	<2	>180000	-
Полимер-глинистый соленасыщенный	100	500	1240	50-90	<6	<1,5	0,3	33-48	48-72	8,5-9,5	10-25	70-120	-	<17	<2	>180000	<35
Полимер-глинистый соленасыщенный утяжеленный	500	1000	1320	25-40	<5	<1	0,3	33-48	48-72	8,5-9,5	10-25	80-120	0,5	<14	<1	>180000	<35
Полимер-глинистый соленасыщенный утяжеленный	1000	1830	1320	25-40	<5	<1	0,3	33-48	48-72	8,5-9,5	10-25	80-120	1	<14	1	>180000	<35
Биополимерный хлоркалийевый	1830	2580	1260	40-50	<3	<1	0,2	34-48	34-58	9-10	10-15	50-90	2	<6	0,5	-	<10

Примечания:
 1 Перед приготовлением высокоминерализованного полимерного раствора произвести очистку емкостей ЦС.
 2 Обеспечить проведение входного контроля глинопорошка, утяжелителя, полимерных и смазывающих реагентов (требования СТО Газпром 2-3.2-165-2007 «Компоненты буровых растворов. Входной контроль»)
 3 Для предупреждения ГНВП перед вскрытием продуктивных пластов произвести корректировку плотности бурового раствора на основании опрежающего прогноза пластового давления по данным ГИС и ГТИ (требования п. 10.10 СТО Газпром 2-3.2-193-2008).
 4 Измерение параметров бурового раствора производить в соответствии с требованиями ПБ НПГ 2013 (глава XVII) и нормативными документами ПАО «Газпром»: СТО Газпром 2-3.2-003-2005; СТО Газпром 2-3.23-002-2005; СТО Газпром 2-3.2-004-2005; СТО Газпром 2-3.2-005-2005; СТО Газпром 2-3.2-006-2005; СТО Газпром 2-3.2-005-2007; СТО Газпром 2-3.2-009-2005; СТО Газпром 2-3.2-010-2005; СТО Газпром 2-3.2-012-2005.

4.6 Буровая установка (буровое оборудование)

Буровая установка 3 Д- 86 предназначена для бурения скважин до 5000 метров. Конструкция стационарна и может перемещаться только после полного демонтажа, а сам монтаж занимает от 8 до 17 суток. Используется для бурения месторождений нефти и газа. Основание установки, а также сама вышка производились из морозоустойчивого металла. Это дало возможность сертифицировать её для проведения работ в условиях крайнего севера, где температура может опускаться до экстремальных -45 градусов. Максимальная же температура составляет +50 градусов. Исходя из данных условий буровая установка 3Д-86 предназначены для бурения скважин именно на территории России, что они успешно делают уже много лет.

Основание установки, а также сама вышка производились из морозоустойчивого металла.

Данная установка горизонтального бурения прошла ряд модернизаций, которые сделали её более безопасной для обслуживающего персонала. Электроника теперь расположена в одном месте, некоторые блоки получили расположение на отдельной площадке, а также были проведены некоторые

другие мероприятия. Их результатом стало повышение монтаже-
способности установки в целом.

Технические характеристики буровой

Таблица 7 Технические характеристики 3 Д-86

№ п/п	Характеристики	Значения
1.	Допустимая нагрузка на крюке, Тс	320
2.	Условная глубина бурения, м	5000
3.	Длина свечи, м	23-36
4.	Тип привода	дизельный
5.	Вышка	башенного типа
6.	Высота вышки, м	53
7.	Высота основания, м	7,1
8.	Диаметр талевого каната, мм	32
9.	Оснастка талевой системы	6x7
10.	Лебедка	ЛБ1200-ДМ-1
11.	Мощность лебедки, кВт	1200
12.	Вертлюг	УВ-320МА
13.	Грузоподъемность, Тс	320
14.	Ротор	Р-700
15.	Мощность привода ротора, кВт	350
16.	Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
17.	Буровой насос	УНБ-600
18.	Мощность насоса, кВт	600
19.	Максимальная подача, л/с	51,9
20.	Максимальное давление на выходе, МПа	25



Рисунок 5 Буровая вышка 3 Д-86

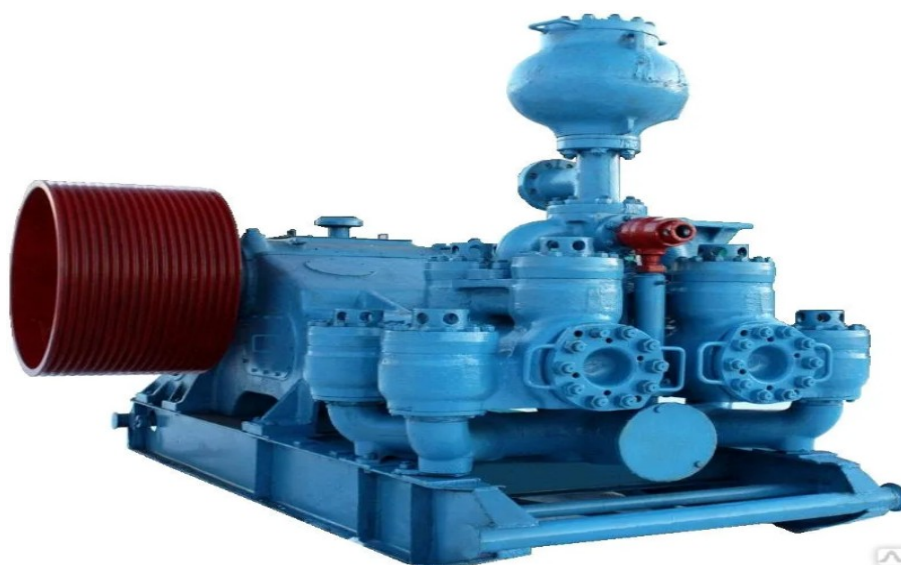


Рисунок 6 Буровой насос УНБ 600

УНБ-600 — это буровой насос горизонтального исполнения номинальной мощностью 600 киловатт. Он широко применяется в нефтегазовой отрасли при разведочном бурении, обслуживании и ремонте скважин, для повышения их эффективности. Основное предназначение этого насоса — подача в скважину промывочной жидкости, которая охлаждает рабочие части бурильной установки и помогает вывести из ствола скважины разрушенную породу. Одновременно с этим, может использоваться и для питания бура турбинного типа энергией потока. Этот насос считается довольно мощным, поэтому его целесообразно использовать для глубоких скважин до 5000 метров.

Комплектация

Как и другие подобные агрегаты, насос УНБ-600 представляет собой систему из двух блоков:

- Блок гидравлики, который отвечает непосредственно за перекачивание жидкости через корпус насоса.
- Блок привода, который создает и передает на гидравлику механическое движение от электромотора.

Движение передается через кривошипно-шатунный механизм, а оба блока закреплены на единой станине, и представляют собой единый механизм.

Перекачивание происходит через два цилиндра, и может быть запущено как в одну сторону, так и в другую. Это очень удобно, поскольку позволяет быстро перенаправлять поток без необходимости отключения и повторного подключения насоса.

Также в насосе УНБ-600 используются два пневмокомпенсатора: на входе и на выходе. Это позволяет поддерживать равномерный и постоянный поток жидкости. А специальный предохранительный клапан защищает механизм от внезапного скачка давления: в этом случае насос просто отключается.

Обслуживание

Как и все другие буровые насосы серии, НБ-600 отличается повышенной надежностью и долговечностью. Это определяется его довольно простой и проверенной временем конструкцией, которую очень легко обслуживать и поддерживать в нормативном состоянии.

Все, что требуется для поддержания работоспособности — это:

- Своевременная замена масла (раз в 6 месяцев по сезону или по мере загрязнения);
- Постоянный контроль состояния подвижных частей, наличия достаточного количества смазки;
- Осмотр каждые 100 часов работы, текущий ремонт каждые 500, капитальный ремонт — каждые 2500 часов работы.

Технические характеристики бурового насоса УНБ-600

Таблица 8 Технические характеристики УНБ-600

Мощность, кВт	600
Число поршней двухстороннего действия:	2
Частота двойных ходов наибольшая в мин	65
Длина хода поршня, мм	400
Тип зубчатого зацепления кривошипно-ползунного механизма	косозубая
Угол наклона зуба, град	9°22'00"
Конструкция клапанной коробки	L-образная двойного действия
Присоединительные размеры клапанной группы в клапанной коробке	№9 API Spec 7K
Давление жидкости на входе не менее, МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Система подачи охлаждающей жидкости на штоки поршней	Под давлением от вспомогательного центробежного насоса с электроприводом
Давление охлаждающей жидкости не менее, МПа (кгс/см ²)	0,15 (1,5)
Система подачи масла в узлы трения механической части:	1.Самотечная из накопительных лотков 2.Окунание в масляную ванну
Габаритные размеры насоса УНБ-600, мм:	
длина	5 100
ширина	3 000
высота	4 040
Корпус редукторной части	Литой
Масса насоса УНБ-600, кг	25 450



Рисунок 7 Буровая лебедка ЛБУ-1200 ДМ-1

Технические характеристики ЛБУ-1200

Таблица 9 ЛБУ-1200

Параметры	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200К	ЛБУ-1200В-1
Максимальная грузоподъемность, т			
оснастка 5х6	225	200	200
оснастка 6х7	250	–	320
Расчетная мощность на входе в лебедку, кВт	710	645	690
Диаметр талевого каната, мм	32	28	32
Число скоростей вращения подъемного вала	5	6	5
Размер подъемного барабана, мм			
диаметр	800	650	800
длина	1030	840	1030
Тормозная система			
	Леточный тормоз с управлением балансиром		
Тормоз вспомогательный	Гидродинамический УТГ-1450	Электромагнитный ТЭП-45	Гидродинамический УТГ-1450
Размеры тормозного шкива, мм			
диаметр	1450	1180	1450
ширина	250	250	250
Габаритные размеры, мм			
длина	7250	5750	7407
ширина	3545	3181	2776
высота	2865	2598	2575
Масса, кг	26547	22800	23872

Буровая лебедка выполняет следующие функции: натяжение и наматывание на барабан ведущей струны каната талевого системы при подъеме, сматывание каната при спуске бурильных и обсадных колон и ненагруженного крюка с элеватором, как во время СПО, так и бурения, при наращивании, подаче и других операциях.

Лебедка должна осуществлять регулирования скорости спуска и полную остановку крюка на всей длине его хода; натяжение вспомогательного каната при свинчивании и развинчивании колонн (при отсутствии специальных ключей), при подъеме и спуске грунтоносок и подъем различных грузов, оборудования и вышек в процессе монтажа и демонтажа установок. В некоторых конструкциях лебедка служит для передачи вращения ротору.

Спуск и подъем бурильных колон производят много раз, все операции повторяются систематически в строго определенной последовательности, а нагрузки на лебедку при этом носят циклический характер. При подъеме крюка мощность подводится к лебедке от двигателей, а при спуске, наоборот, тормозные устройства должны преобразовать освободившуюся энергию в теплоту. Для лучшего использования мощности во время подъема крюка с переменной по величине нагрузкой приводы лебедки должны быть многоскоростными.

Управление лебедкой сосредоточено на посту бурильщика, который расположен на буровой площадке. Лебедка, вспомогательный привод

лебедки, привод лебедки устанавливаются на рамы-секции основания. Все рамы-секции конструктивно выполнены таким образом, Согласно ГОСТ 12.2.041-79, к ленточным тормозам предъявляются следующие требования: тормозной момент должен быть достаточным для надежного удержания в неподвижном состоянии колонны труб наибольшей массы, соответствующей допускаемой грузоподъемности лебедки; привод тормоза должен обеспечить плавное регулирование тормозного момента и мягкую посадку на стол ротора спускаемой в скважину колонны труб; тормоз должен растормаживаться одновременно с включением привода лебедки; температура на поверхностях трения фрикционной пары не должна превышать допускаемой температуры нагрева материалов, используемых в тормозной паре; временно с включением ее привода.

Поворот коленчатого вала для замыкания и размыкания тормоза осуществляется тормозной рукояткой. В лебедках, расположенных на полу буровой площадки, тормозная рукоятка устанавливается на консоли тормозного вала. В лебедках, которые находятся под полом буровой площадки тормозная рукоятка с валом на подшипниках монтируются на полу буровой площадки и соединяются с коленчатым валом посредством рычагов и тяги.

Для оперативного торможения лебедки наряду с ручным используется пневматический привод, состоящий из тормозного цилиндра шток которого соединяется с мотылевой шейкой коленчатого вала, и регулятора управления.

5. Отбор кернa

Индекс стратигра- фического подразделения	Отбор кернa			Техничес- кие средства	Отбор шлама		
	интервал, м				интервал, м		частота отбора
	от (верх)	до (низ)	метраж отбора керна		от (верх)	до (низ)	
Є _{1an} , Є _{1bl}	110	500	390	СК 178/100	0	2580	через 5 м проходки
Є _{1us}	1010	1830	820				
V ₂ tt-AR	1840	2580	740				
Итого			1950				
<p>Примечания:</p> <p>1 Отбор кернa приведен по скважине 1П, 4П. Интервалы и объем кернa в проектных скважинах 2П, 3П, 5П, 6П скорректировать по результатам бурения и исследования скважины 1П, 4П.</p> <p>2 Отбор кернa в интервале 110-500 м осуществляется для выявления в отложениях ангарской и булайской свит нижнего кембрия водоносных горизонтов, потенциально пригодных для использования в качестве источников технического водоснабжения, изучения минералогического состава и петрофизических свойств вмещающих пород.</p> <p>3 Отбор кернa в интервале 1010-1830 м осуществляется для изучения условий залегания каменной соли и покрывающих пород, исследования минералого-петрографического и химического состава соли, определения ее физико-химических, реологических и фильтрационных свойств.</p> <p>4 Отбор кернa в интервале 1840-2580 м осуществляется для выявления в подсолевых отложениях горизонтов-коллекторов пригодных для захоронения рассола и исследования минералогического состава, петрофизических и коллекторских свойств вмещающих их пород.</p> <p>5 Интервалы отбора кернa уточняет геологическая служба ООО «Газпром ПХГ» по данным промежуточных ГИС (проведенных в объеме стандартного каротажа).</p> <p>6 Способ отбора кернa: в интервале 1110-1830 м - изолированный (алюминиевые или фибергласовые трубы).</p> <p>7 Максимальная проходка за рейс – 18 м.</p> <p>8 Минимальный диаметр кернa – 100 мм.</p> <p>9 Категория по трудности отбора кернa - вторая.</p> <p>10 Плановый вынос кернa - не менее 90 %.</p> <p>11 По согласованию с ООО «Газпром геологоразведка» допускается применение трехсекционного керноотборного снаряда.</p>							

Таблица 10 Отбор кернa и шлама

6 Предполагаемые осложнения при бурении

При бурении скважины могут возникнуть различные осложнения. Осложнение- это ситуация, которая нарушает непрерывный технологический процесс бурения, вызывает дополнительные затраты времени, материалов и средств на сооружение скважины и оказывает существенное влияние на ее надежность при последующей эксплуатации. Осложнения обусловлены рядом геологических и технологических факторов.

Предполагаемые осложнения при строительстве скважины указаны в таблице 11.

Таблица 11 - Предполагаемые осложнения при бурении по интервалам

Интервал бурения	Предполагаемые осложнения
0 – 40	обвалы стенок, осыпания
40 – 160	поглощение промывочной жидкости; кавернообразование
160 – 1200	поглощение промывочной жидкости; обвалы стенок, осыпания; прихватоопасные зоны; водопроявления
1200 – 2580	поглощение промывочной жидкости; прихвато-опасные зоны; газопроявления; нефтепроявления

7 Возникновение нештатных ситуаций при ликвидации ГНВП

К нештатным ситуациям в процессе ликвидации ГНВП относят внезапные изменения давлений на устье, регистрируемые по показаниям манометров в бурильных трубах и затрубном пространстве, которые: - приводят к изменению забойного давления и давления в интервале слабого пласта; - не изменяют давления в стволе скважины. Нештатные ситуации должны своевременно распознаваться персоналом, чтобы не допустить дополнительных осложнений в скважине и принять необходимые первоочередные меры по их устранению. При возникновении нештатных ситуаций следует руководствоваться следующим правилом действия. Независимо от характера возникшей ситуации, если имеются сомнения относительно причины ее возникновения, необходимо остановить циркуляцию и закрыть устье скважины. Давления, зарегистрированные до возникновения нештатной ситуации в бурильных трубах и на дросселе, позволят восстановить циркуляцию в скважине, поддерживая необходимое забойное давление.

В табл. 8 приведены описания основных нештатных ситуаций при ликвидации ГНВП с указанием причин, возможных последствий и рекомендуемых мер для их устранения.

Таблица 12 Нештатные ситуации при ликвидации ГНВП

Показатели манометров		Изменение забойного давления	Возможные причины	Принимаемые меры
Давление в бурильных трубах	Давление в затрубном пространстве			
Повышается	Повышается	Повышается	Частичная закупорка (засорение) дросселя	- открыть дроссель, чтобы компенсировать повышение давления; - остановить насос, закрыть скважину, заменить дроссель.
Понижается	Понижается	Понижается	Частичный промыв дросселя	- закрыть дроссель, чтобы компенсировать понижение давления; - остановить насос, закрыть скважину, заменить дроссель.
Повышается	Не изменяется	Не изменяется	Закупорка (засорение) насадки долота	- записать новое значение давления циркуляции и поддерживать его постоянным; - остановить насос, закрыть скважину, определить новое значение давления циркуляции в процессе вывода насоса на новую производительность.
Понижается	Не изменяется	Не изменяется	Промыв бурильной колонны промыв насадок долота	- записать новое значение давления циркуляции и поддержать его постоянным; - остановить насос, закрыть скважину, определить новое значение давления циркуляции в процессе вывода насоса на новую производительность.
Понижается	Понижается	Понижается (при этом наблюдается снижение уровня раствора в емкостях)	Частичное поглощение бурового раствора	- снизить производительность насоса, уменьшить принятое значение запаса противоаварийного давления, определить новое давление циркуляции, использовать метод ожидания утяжеления; - остановить насос, закрыть скважину, если давление на устье повышается, использовать объемный метод управления скважиной; - приготовить и закачать в скважину баритовую пробку и/или соляробентонитовую смесь для ликвидации поглощения.

8 Техника безопасности промышленные и противопожарные мероприятия

Деятельность службы охраны труда и техники безопасности направлена на создание здоровых и безопасных условий труда, предупреждение и профилактику профессиональных заболеваний, снижение травматизма и аварийности на производстве.

По своему характеру буровые работы имеют немало специфических особенностей. Среди них в первую очередь можно выделить следующие:

- буровые работы производятся непрерывно на протяжении суток в различных погодных условиях;
- находящийся на посту буровой персонал лишь частично защищен от воздействия погодных факторов и внешней среды;
- отдельные процессы и операции цикла строительства скважины отличаются высокой интенсивностью и создают повышенную напряженность в работе членов буровой бригады;
- определенное нервно-психическое напряжение вызывает бурение скважин в осложненных условиях, сопровождающееся повышением нагрузок на буровое оборудование до предельных величин;
- возможность возникновения опасных ситуаций при бурении скважин в мало изученных районах, особенно при вскрытии нефтегазоносных интервалов с высоким пластовым давлением.

Обязанности бурового предприятия по охране труда регламентированы рядом основополагающих документов: «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», утвержденными Госгортехнадзором России, «Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях».

В нефтяной промышленности функционирует трехзвенная система охраны труда и техники безопасности. Она возглавляется Управлением охраны труда и военизированных спецчастей, которое является структурным звеном Министерства нефтяной промышленности России. Оно методически направляет и контролирует деятельность отделов охраны труда и техники безопасности нефтегазодобывающих объединений, а им в свою очередь подчинены отделы охраны труда и техники безопасности УБР.

В функции Управления охраны труда и военизированных спецчастей входит также предотвращение аварий, взрывов, отравлений, газонефтяных выбросов и открытых фонтанов, обеспечение пожарной безопасности и охраны государственной социалистической собственности на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности России.

Служба охраны труда и техники безопасности объединения подчиняется непосредственно главному инженеру и возглавляется его заместителем. В УБР отдел охраны труда и техники безопасности также находится в подчинении главного инженера. Главная задача отдела— организация работ по устранению причин несчастных случаев на производстве, разработка организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению травматизма и повышению культуры производства с учетом достижений науки и техники. Отдел несет ответственность за состояние охраны труда и техники безопасности во всех подразделениях УБР, персональная ответственность возложена на главного инженера УБР.

Среди мероприятий, направленных на повышение безопасности буровых работ, наибольшее значение имеют следующие:

- 1) рост квалификации бурового персонала, накопление практического опыта работниками производства;
- 2) систематический инструктаж по правилам безопасного ведения буровых работ и проверка их знания;
- 3) укрепление дисциплины труда;
- 4) систематический контроль технического состояния оборудования и применяемого инструмента, своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов с целью предупреждения отказов;
- 5) освоение новой более совершенной техники, а также средств механизации ручного труда и автоматизации производственных процессов, облегчающих труд буровой бригады;
- 6) оснащение производства новыми видами контрольно-измерительной аппаратуры, средствами блокировки и противоаварийной защиты и системами автоматической сигнализации о возникновении опасных ситуаций.

Производственный травматизм в значительной степени связан с недостаточной профессиональной подготовленностью членов буровой бригады, незнанием ими правильных приемов работы и порядка выполнения операций, грубыми нарушениями трудовой дисциплины, несоблюдением правил техники безопасности, а также с конструктивными недостатками и некачественным изготовлением применяемых механизмов и инструмента.

Основа безопасности буровых работ— строгое неукоснительное соблюдение требований, изложенных в «Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» и «Единых технических правилах ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях». По характеру требований все правила можно подразделить на предписывающие, запрещающие и разрешающие. В предписывающих правилах определена номенклатура необходимых мероприятий, обеспечивающих безопасность последующих действий. Запрещающие правила налагают категорический запрет на действия в оговоренных ситуациях. Разрешающие правила предусматривают определенный диапазон или пределы, в которых действия являются безопасными.

В соответствии с действующими правилами после завершения монтажных работ все оборудование опробуется на холостом ходу и буровая установка принимается специальной комиссией, в которой участвует представитель Госгортехнадзора. Комиссии предъявляются акт о заложении скважины, техническая документация на буровое оборудование, геолого-технический наряд на строительство скважины, акты об испытании нагнетательной линии буровых насосов и ограничителя подъема талевого блока, акт проверки состояния и соответствия нормам сопротивления заземления электрооборудования и пусковых устройств. Комиссия оформляет «Акт о вводе в эксплуатацию буровой установки». В нем отражаются результаты проверки готовности бурового оборудования к эксплуатации, комплектность буровой установки, техническое состояние оборудования,

состояние талевого каната и ограждений, укомплектованность контрольно-измерительной аппаратурой, наличие средств малой механизации, автоматизации и приспособлений по охране труда и др. Проверяется наличие прав на ведение буровых работ у мастера и бурильщиков и знание членами буровой бригады правил техники безопасности. Представитель Госгортехнадзора делает в акте заключение о готовности буровой установки к пуску. К руководству буровыми работами и их производству не допускаются работники, не имеющие специального образования или прав ответственного ведения буровых работ.

Подготовленная к работе буровая установка должна быть оснащена приспособлениями, устройствами и приборами, предусмотренными «Нормативами оснащения объектов промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации», утвержденными министерствами и Госгортехнадзором по согласованию с ЦК отраслевого профсоюза. Рабочие места на буровой оформляются плакатами или знаками по технике безопасности. На буровой необходимо иметь средства пожаротушения по перечню, согласованному с органами пожарного надзора.

Буровая бригада должна быть обеспечена телефонной или радиосвязью с постоянным вызовом,

Во время выполнения работ периодически проверяется техническое состояние оборудования и буровой вышки. Не реже 1 раза в два месяца буровая вышка осматривается механиком в присутствии бурового мастера и об этом делается соответствующая запись в «Журнале проверки технического состояния бурового оборудования». Эксплуатация неисправного оборудования запрещена.

Приступая к работе, каждый работник должен проверить состояние своего рабочего места, исправность и готовность к предстоящей работе оборудования, инструмента и приспособлений по технике безопасности. При сдаче смены бурильщик делает записи о состоянии оборудования в журнале «Состояние бурового оборудования и агрегатов», в вахтовом журнале о всех имеющихся неисправностях оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры, инструмента и т. п. и предупреждает о них бурильщика следующей смены.

К спуско-подъемным операциям запрещено приступать и проводить их при неполном составе вахты.

К работе на буровой допускаются рабочие, которые прошли инструктаж, производственное обучение, стажировку и проверку знаний специально назначенной комиссией. Во время инструктажа разъясняются общие вопросы охраны труда и техники безопасности по данному буровому предприятию и специальные вопросы техники безопасности, связанные с выполнением отдельных видов работ. На предприятии ведется специальный «Журнал регистрации инструктажей», решения комиссии записываются в

«Журнал регистрации проверки знаний». Ежегодно проводится проверка знания рабочими безопасных приемов работы.

В соответствии с «Типовым положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности руководящими работниками и ИТР» специальная комиссия, возглавляемая начальником УБР или главным инженером, экзаменует инженерно-технических работников перед допуском их к работе. Проверяют знание «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», отдельных глав «Строительных норм и правил» и руководящих документов. Периодическую проверку знаний ИТР, занятых на буровых работах, проводят не реже 1 раза в три года (бурового мастера— ежегодно).

Большое внимание уделяется контролю состояния охраны труда и техники безопасности. На буровой ведется «Журнал проверки состояния техники безопасности», в котором проверяющие фиксируют обнаруженные недостатки по технике безопасности и делают указания по их устранению. Контроль состояния техники безопасности УБР организует собственными силами, периодически его осуществляют вышестоящие организации.

9 Охрана окружающей среды и рекультивация земельного участка

Сооружение глубоких скважин связано с использованием земельных отводов и сопровождается неизбежным техническим воздействием на объекты природной среды. Для устранения отрицательного влияния процессов строительства скважин на природную среду предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на ее охрану и восстановление. Эти мероприятия соблюдают основные правила экологически безопасного ведения работ на всех этапах строительства скважин, включая проведение подготовительных и вышкомонтажных работ, бурение, испытание, а также ликвидацию и консервацию скважин. Они направлены на охрану водных ресурсов, атмосферного воздуха, почвы, биосферы, недр и восстановление природно-ландшафтных комплексов.

Площадка, где будет находиться скважина, располагается на сухом, относительно приподнятом участке местности. Грунт на площадке представлен песчаными породами, с невысокой влажностью. Технологическая площадка выполняется с уклоном в пределах 1-2 см на 1 м в сторону амбара для обеспечения водостока. При подготовке буровой площадки будет снят и складирован верхний плодородный слой почвы.

Во избежание загрязнения буровой площадки на металлических емкостях предусматриваются предохранительные устройства от перелива. В целях рационального использования воды и снижения объема образования сточных вод применяется оборотное водоснабжение.

Прокладка трасс временных подъездных дорог предусматривается с максимальным использованием существующей дорожной сети, просек, локальных условий рельефа и, в случае необходимости – их оборудования водопропускными устройствами.

После окончания бурения и испытания скважин проводятся работы по восстановлению земельного участка. Если по климатическим условиям эти работы не могут быть выполнены немедленно, срок может быть продлен, но не выше одного года после демонтажа оборудования на скважине.

На защиту и восстановление земельных участков предусматриваются следующие мероприятия: подготовительные до процесса бурения, по охране, в процессе бурения скважины и по восстановлению земельных участков.

Подготовительные мероприятия включают в себя:

- установление мест складирования растительного и почвенного слоев или грунтов, подлежащих выемки;
- удаление плодородного слоя почвы в местах загрязнения нефтепродуктами и другими жидкостями, химическими реагентами, глиной, цементом и другими веществами, ухудшающими состояние почвы и его складирование.

Охранные мероприятия в процессе бурения скважины:

- попутные воды очищаются на фильтровальной установке от взвешенных частиц и примесей нефти;
- самоизливающиеся скважины должны быть оборудованы регулируемыми установками;
- слив использованного промывочного раствора и химических реагентов в открытые водные бассейны и непосредственно на почву запрещаются;
- загрязнение почвы горюче-смазочными материалами не допускается.

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением почв, грунтов, подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков химическими реагентами, ГСМ, а также пластовыми флюидами (на стадии освоения скважины);
- загрязнением атмосферного воздуха отработанными газами двигателей внутреннего сгорания привода электростанций, продуктами сгорания топлива в котельной, ППУ, ПАЭС, легкими углеводородами от испарения ГСМ, нефти и химреагентов, находящихся в металлических емкостях;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова и грунтов на буровой площадке и по трассам дорог;
- изъятием водных ресурсов и т.д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую природную среду при строительстве скважин следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ);
- тампонажные растворы, материалы и реагенты для приготовления и обработки тампонажных растворов;
- горюче-смазочные материалы;
- минерализованные воды проявляемых пластов и продукты освоения скважины (нефть, газ, высокоминерализованные воды);
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по заколонному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором);
- негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т.п.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду неодинаково и зависит от:

- типа буровой установки, способа монтажа и привода энергии;
- конструкции скважины;
- применяемой технологии бурения (безамбарная или с амбаром);
- продолжительности строительства скважины;
- природно-климатических условий района;
- ситуационной и инженерно-геологической характеристики района;
- гидрогеологической характеристики поверхностных вод и состояния почв.

Предупреждение загрязнения водных объектов

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

Для отвода сточных вод на площадке УСН имеются две системы канализации:

1. хозяйственно- бытовая;
2. производственная.

В хозяйственно– бытовую канализацию отводятся стоки от бытовых помещений и столовой. По самотечной системе трубопроводов стоки собираются в канализационно– насосной станции (КНС) в емкость, из

которой по напорному коллектору перекачиваются на установку биологической очистки хозяйственных стоков КУ-25. Обеззараживание очищенных стоков производится на установке хлорирования.

В производственную канализацию отводятся стоки от технологических установок, из насосной, от промывки технологического оборудования, в резервуарного парка.

Промстоки содержат: механические примеси, нефтепродукты (газовый конденсат, дизельное топливо, нефть). По самотечной дренажной сети эти стоки поступают в приемный резервуар КНС промстоков и по напорному коллектору направляются в резервуарный парк, откуда перекачиваются по нефтепроводу на ЦСПН. КНС работает в автоматическом режиме. Такой способ локализации загрязненных производственных вод исключает попадание вредных продуктов в водоемы.

Для освобождения аппаратов и трубопроводов от жидкости предусмотрена система дренажей и продувочных трубопроводов. Перед проведением ремонтных работ газ из аппаратов и трубопроводов должен быть вытеснен инертным газом на факел во избежание образования взрывоопасных концентраций природного газа. Для контроля за возникновением взрывоопасных концентраций углеводородов в воздухе производственных помещений датчики-сигнализаторы ВК-3М1 заменены на датчики ДТХ-102.

Перед подачей воды потребителю она проходит установку обезжелезивания. В основном вода на УСН расходуется на пополнение безвозвратных потерь в котельной. Промывка резервуаров производится один раз в год в летнее время.

Хозяйственно-фекальные стоки с УСН направляются на биологическую очистку, на установку КУ-25, обеспечивающую необходимую очистку и обезвреживание.

Предупреждение загрязнения почвы

Почвы и растительность за пределами площадки проектирования и трассы газопровода являются наиболее уязвимыми объектами воздействия, в связи с чем, основные защитные мероприятия состоят в исключении нарушения почвенно-растительного покрова за пределами оведенных под расширение и строительство участков.

Основные объемы работ по охране почвенно-растительного слоя и водных объектов:

- устройство заградительного обвалования аварийных резервуаров на площадке УСН и постоянного поддержания его в исправном состоянии;
- устройство металлических переходных мостиков через обваловку;
- планировка площадки для отвода поверхностного стока в водоотводную канаву глубиной 0,7м;
- вывод поверхностных вод за пределы площадки через водоотводные устройства в виде поперечной дрены, заполненной галечником

и водоотводной трубы диаметром 530 мм, расположенных с южной стороны от проектируемых сооружений;

- планировка площадок под резервуары и другие сооружения.

Рекультивация нарушенных земель:

Основная цель рекультивации – приведение нарушенных земель в изначальное состояние.

Рекультивация проводится в 2 этапа.

Первый этап – техническая рекультивация. Техническая рекультивация проводится на отведенных под строительство землях генеральной подрядной организацией после завершения строительно-монтажных работ и включает:

- уборку строительного мусора на полосе отвода;
- планировку площадок строительства.

Второй этап – биологическая рекультивация. После завершения технического этапа, нарушенные земли передаются землепользователям для проведения биологической рекультивации. Биологическая рекультивация проводится с целью закрепления нарушенного поверхностного слоя земли и предотвращения эрозии почвы. Биологическая рекультивация включает следующие работы:

- рыхление почвы;
- посев травосемян;
- посадка саженцев деревьев (на следующий год после высева травосемян).

Для площадей лесохозяйственного направления в нормальных природных условиях технология рекультивация следующая:

- рыхление тракторной бороной БДТ-2,5 в сцепе с трактором ДТ-75;
- посев семян сеялкой СЗТ-3.6 – 40кг/га
- посадка саженцев деревьев -1000 шт/га

Состав удобрений, высеваемых травосмесей и древесно-кустарниковых саженцев, в зависимости от качественного состояния верхнего слоя почв, уточняется агротехническими службами. На площади занятой лежневыми дорогами и заболоченных участках трассы биологическая рекультивация не проводится.

Ликвидация объекта и рекультивация земель. При ликвидации скважин необходимость и глубина установки цементных мостов определяется из расчета перекрытия нефтегазонасыщенных пластов, зон водонапорных комплексов или зон, содержащих токсичные компоненты.

После демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения природной среды при строительстве скважин, включающие в себя:

- вывоз бурового раствора из емкостей для повторного использования;
- очистку площадки от оборудования, металлолома, мусора, засыпка ям санитарных узлов;

- рытье амбара для уничтожения путем сжигания и захоронения замазученного и захламленного грунта;
- срезку замазученного и захламленного грунта и захоронение в земляном амбаре;
- утилизацию отходов бурения и ликвидацию шламового амбара;
- планировку площадки.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий.

Рекультивация земель предусматривает выполнение двух этапов:

- 1) технического, состоящего из приведения нарушенных площадей в порядок с приданием им требуемых уклонов, нанесения плодородного слоя;
- 2) биологического, состоящего из восстановления структуры и плодородия почвы.

Верхний плодородный слой почвы, снятый перед установкой буровой, вновь размещается на старом месте. Когда отходы бурения, находящиеся в амбарах, содержат нефть или нефтепродукты, предусматривается откачать наиболее обогащенный нефтепродуктами верхний слой отстоявшихся отходов бурения с помощью цементировочного агрегата или насоса. При этом всасывающая линия насоса укрепляется на поплавке и оборудуется сетчатым фильтром.

Опыт показывает, что содержимое земляных амбаров не высыхает в течение нескольких лет. Поэтому без подготовки прямую засыпку амбаров трудно осуществить. Работы по ликвидации шламового амбара следует выполнять в следующей последовательности:

1. Откачка жидких отходов бурения.
2. Химическая обработка для последующего отделения жидкой фазы от твердой, откачка жидкой фазы и покрытия амбара слоем глинистого грунта толщиной не менее 0,5м с уплотнением.
3. Засыпка минеральным грунтом. [6; стр. 45]

10 Организация работ

Буровая бригада— это первичный производственный коллектив, объединяющий разнородных по квалификации, профессии и функциям сотрудников и рабочих для выполнения определенного круга работ по строительству скважины.

В глубоком бурении организуется непрерывная работа буровой в две смены, каждая продолжительностью 12 ч. Буровая бригада включает четыре вахты, которые обеспечивают непрерывную работу в течение всего бурения скважины.

Буровую бригаду возглавляет буровой мастер. На эту должность назначают либо дипломированного специалиста, либо (в порядке исключения) опытного бурильщика со стажем работы в бурении не менее трех лет.

Буровой мастер руководит бригадой, состоящей из четырех вахт. Каждая вахта, как правило, включает четырех работников— бурильщика и четырех его помощников.

Буровой мастер несет персональную ответственность за бесперебойное проведение работ, обеспечение буровых работ всеми необходимыми материалами, соблюдение и выполнение проекта на строительство скважины, обеспечение безопасных условий выполнения работ и осуществление мер по охране окружающей среды. При переходе бригады на новую точку он принимает от монтажников буровое оборудование.

Вместе с бурильщиком буровой мастер осуществляет непрерывный технический контроль за состоянием оборудования, инструмента, рабочего места и надежностью средств техники безопасности на буровой. Если обнаружены недостатки в техническом состоянии бурового оборудования или нарушения требований техники безопасности, буровой мастер и бурильщик принимают меры к их устранению.

Бурильщик возглавляет вахту и несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его вахты. Он должен иметь удостоверение от горнотехнического надзора о сдаче экзамена на право ведения буровых работ. Он принимает оборудование и инструмент от предшествующей вахты, управляет процессом бурения и осуществляет основные работы по углублению скважины, следит за соблюдением предписанного по режимно- технологической карте режима бурения, осуществляет контроль за состоянием оборудования и руководит работой всех членов вахты. По радиотелефону он поддерживает связь с буровым мастером и с РИТС (УБР) и в случае необходимости обращается за консультацией, принимает участие в выработке решения и обеспечивает его реализацию. Во время выполнения спуско- подъемных операций и работы долота на забое бурильщик находится у пульта управления буровой установкой.

Первый помощник бурильщика при спуско- подъемных операциях обслуживает машинный ключ, обеспечивает выполнение основных операций по свинчиванию и развинчиванию бурильной колонны, перемещению свечей и вместе с третьим помощником оперирует с элеватором. Во время бурения в его обязанности входит наблюдение за работой буровых насосов, контроль за параметрами промывочной жидкости и работой очистной системы, участие в приготовлении и обработке промывочного раствора. При бурении он может в случае необходимости подменить бурильщика.

Два вторых помощника бурильщика во время спуско- подъемных операций работают на полатах. Они надевают или снимают элеватор и перемещают верхний конец свечи бурильных труб; в остальное время они вместе с первым помощником наблюдают за циркуляционной системой и буровыми насосами.

Третий помощник бурильщика во время спуско-подъемных операций работает возле ротора на машинном ключе, помогает перемещать нижний конец свечи; в остальное время следит за чистотой на буровой и на мостках.

При использовании дизельного привода в состав буровой бригады включают двух дизелистов. При бурении в сложных геологических условиях, для контроля за рецептурой применяемых растворов в буровую бригаду вводят лаборанта по глинистым растворам

11 Виды выполняемых работ

При прохождении практики в буровой бригаде, я выполнял различные работы, а именно:

- по прибытию на буровую, я ознакомился с оборудованием и его применением, ознакомился с техникой безопасности, инструкции

- при подготовке к забурке, я приготавливал(копал) шахту для скважины

- при приготовлении бурового раствора, помогал третьему помощнику бурильщику готовить раствор, а именно добавлял химические реагенты: глинопорошок бентонитовый, унипак, хлористый натрий NaCl и т.д. Измерял вязкость бурового раствора.

- при спуске направления в скважину, направлял трубы с мостков на роторную площадку

- при бурении под кондуктор, помогал третьему помощнику бурильщика готовить раствор

- при бурении под кондуктор, разгружал обсадные трубы на мостки

- при цементировании кондуктора, проводил уборку территории

- при бурении под техническую колонну, помогал третьему помощнику бурильщика готовить раствор

- при бурении под техническую колонну, следил за виброситами и шламовым амбаром

- при бурении под техническую колонну, помогал слесарю ремонтировать насос: меняли поршень

- при бурении под техническую колонну, разгружал обсадные трубы на мостки, а также помогал технологу мерить трубы

- при цементировании технической колонны, помогал электрику

- при бурении под эксплуатационную колонну, помогал приготавливать раствор

- при бурении под эксплуатационную колонну, следил за виброситами, шламовым амбаром, уровнем в доливном баке.

- при бурении под эксплуатационную колонну, проводил уборку территории

- при бурении под эксплуатационную колонну, подавал свечи в подсвечника

- при спуске эксплуатационной колонны в скважину, подавал с мостков на роторную площадку трубы

- при спуске эксплуатационной колонны в скважину, собирал центраторы

- при цементировании эксплуатационной колонны, приготавливал таблички под оборудование и инструменты.

Заключение

Пройдя производственную практику на должности помощника бурильщика приобрел много практического опыта и полезной информации, закрепил теоретические знания, полученные в университете. Наглядно изучил работу буровой установки, ее узлов и оборудования и ее персонала. По полученным знаниям и собранными мною данным написал данный отчет.

Список использованных источников

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2003. - 352 с.
 2. Иогансон К.В. Спутник буровика / К.В.Иогансон. - М., Недра, 1990.- 305 с.
 3. Зверев В.Г. Технология и техника строительства скважин на нефть и газ: метод. указания по прохождению производственной практики / сост.: Г.В. Зверев, Е.В. Аверкина, А.И. Ламбин, А.В. Карпиков, В.А. Качин. Иркутск: изд-во ИрГТУ, 2010. 24с.
 4. Заливин В.Г. «Осложнения при бурении нефтегазовых скважин»: учебное пособие / В. Г. Заливин. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с
 5. Зверев В.Г. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Сост. Г.В. Зверев, Е.В. Аверкина. Издательство ИрГТУ, 2001.
 6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Москва: Изд-во Российская газета, 2003.
- ИРНТУ СТО 005-2015. Система менеджмента качества. Учебно-методическая деятельность. Оформление курсовых и дипломных проектов (работ) технических специальностей. Иркутск: Изд-во ИрНТУ, 2015 – 40 с