Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт горного дела, геологии и геотехнологий
институт
Кафедра технологии и техники разведки
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.В. Нескоромных
подпись инициалы, фамилия
«27» июня 201 г.

Дипломный проект
наименование ВКР (МД, ДП, ДР, БР)

Технология и техника бурения структурной скважины а западной части ЮТМ
наименование темы

Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» специализация 21.05.03.00.03 «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых»
код и наименование специальности (специализации), направления

Научный руководитель/
руководитель 23.06.17. ст. пр-ль С.О. Леонов
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник 23.06.17 Б.М. Ахмедов
подпись, дата инициалы, фамилия

Рецензент 22.06.2017г. гл. инж. Селиверстенко Е.В.
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ В.В. Нескоромных
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт горного дела, геологии и геотехнологий
институт

Кафедра Технологии и техники разведки
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.В. Нескоромных
подпись инициалы, фамилия
«23» июня 2017 г

**ЗАДАНИЕ**
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**
**в форме** **дипломного проекта**
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Продолжение титульного листа МД/ДП/ ДР/БР по теме _____

Консультанты по разделам:

| наименование раздела | подпись, дата | инициалы, фамилия |
|---|---|---|
| Геологич. часть | 13.06.17 | Мильман В.З. |
| Произ. часть | 23.06.17 | С.О. Леонов |
| Спец. часть | 23.06.17 | С.О. Леонов |
| Охрана окруж. среды | 9.6.17 | Галайко А.К. |
| Экономич. часть | 23.06.17г | С.Ф. Богдановская |
| | | |

Нормоконтролер _____ подпись, дата В.В. Нескоромных инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт горного дела, геологии и геотехнологий
институт

Технологии и техники разведки
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.В. Нескоромных
подпись инициалы, фамилия
« 23 » мая 201 г.

# ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
специализация 21.05.03.00.03 «Технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых»
код и наименование специальности

Технология и техника бурения структурной скважины а западной
тема
части Юрубчено Тохомского месторождения

Пояснительная записка

Руководитель _____ 23.06.17 ст. пр-ль С.О. Леонов
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ 23.06.17 Б.М. Ахмедов
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Студенту Ахмедову Бобурбжону Муратамисвичу
фамилия, имя, отчество

Группа РТ-12 -01 Направление (специальность) 21.05.03 «Технология геологической разведки» специализация 21.05.03.00.03 «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Технология и техника бурения структурной скважины в западной части Юрубчено-Тохомского месторождения

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР _____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР _____

Перечень разделов ВКР 1) Геологический, 2) Технический, 3) Специальная часть, 4) Горно-проходческие работы 5) Охрана труда, техника безопасности, Охрана окруж среды, 6) экономический раздел.

Перечень графического материала Геологическая карта участка, Расположение буровых зданий на участке, Геолого-технический наряд.

Руководитель ВКР _____ С.О. Леонов
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Б.М. Ахмедов
подпись, инициалы и фамилия студента

«01» 05 2017г.

## ВВЕДЕНИЕ

При написании настоящего дипломного проекта были применены фондовые материалы ОАО «ГАЗПРОМ-БУРЕНИЕ», а также специальные литературные источники. Проектом предусматривается строительство структурной скважины №208 на западной части Юрубчено-Тохомского месторождения.

По результатам проведенного анализа и обобщения всех имеющихся материалов геологического, геохимического и геофизического содержания, были определены основные направления проектируемых работ, их объемы и сроки выполнения, построены необходимые схемы, карты, планы, разрезы, рисунки в текст, составлены текстовая часть проекта и смета.

Основной задачей структурно картировочного бурения является изучение геологических структур и элементов залегания западной части ЮТМ, стратификации реперных отражающих сейсмических горизонтов для интерпретации геофизической информации.

Геологоразведочные работы планируется выполнять силами открытого акционерного общества ОАО «ГАЗПРОМ-БУРЕНИЕ» (филиал «Краснодар Бурение»)

**Геологическое задание**

**1.Геолого-методическая часть.**

Геологическое Задание на выполнение работ по объекту: «Выполнение работ по колонковому бурению и сопутствующих работ в западной части ЮТМ»

**1. Целевое назначение работ, пространственные границы объекта, технические условия:**

1.1. Целевое назначение работ: Структурно-картировочное колонковое бурение с целью изучения региональных особенностей геологических структур и элементов залегания, стратификации реперных отражающих сейсмических горизонтов для интерпретации геофизической информации.

1.2. Пространственные границы объекта: Красноярский край, Эвенкийский автономный округ. Номенклатура листа масштаба 1:200 000 5-49-XIX, XX.

Лицензионный участок ограничен контуром прямых линий со следующими географическими координатами угловых точек:

| Номер точки | Северная широта | | Восточная долгота | |
|---|---|---|---|---|
| | Град. | Мин. | Град. | Мин. |
| 1 | 61 | 09 | 96 | 30 |
| 2 | 61 | 09 | 97 | 52 |
| 3 | 60 | 42 | 97 | 52 |
| 4 | 60 | 42 | 96 | 30 |

Координаты точки бурения определяются Заказчиком.

1.3. Основные оценочные параметры: Полнота и качество результатов работ должны соответствовать техническому заданию, приказам и распоряжениям Министерства природных ресурсов РФ, Федерального агентства по недропользованию, ОАО «НК «Роснефть» и 000 «РН-Шельф-Арктика».

**2. Основные геологические задачи, последовательность и основные методы их решения:**

**2.1. Основные геологические задачи:**

2.1.1. Изучение геологического разреза мезозойских отложений с определением литолого-стратиграфических характеристик и скоростных параметров разреза.

2.1.2. Идентификация опорных отражающих горизонтов во вскрываемой части геологического разреза, выделенных по данным сейсморазведочных работ.

2.1.3. Получение данных о физических параметрах пород и их возрасте.

2.1.4. Изучение температурного режима в скважине, оценка мощности залегания многолетнемерзлых толщ и теплофизических свойств основных типов горных пород.

2.1.6. Разработка рекомендаций по дальнейшему направлению геологоразведочных работ.

**2.2. Методы, объемы работ и последовательность решения геологических задач:**

Подготовительные работы:

- сбор и анализ геолого-геофизических материалов предшествующих работ;

- составление и экспертиза проектной документации;

- мобилизация на участок работ;

Полевые работы:

- структурно-картировочное колонковое бурение с проходкой 2000 м с полным отбором керна (средний выход керна - не менее 80%), конструкция скважины определяется Проектом;

- полевое описание кернового материала, отбор образцов керна для изучения физических свойств и стратиграфической разбивки разреза;

- проведение комплекса ГИС: стандартный электрокаротаж (КС, ПС), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П), кавернометрия, термометрия, инклинометрия, резистивиметрия, расходометрия, акустический каротаж (АКШ), контроль качества цементирования обсадных колон (АКЦ);

- сейсмокаротаж - вертикальное сейсмопрофилирование (СК-ВСП) в интервале 0-2000 м;

- проведение режимных мерзлотно-геотермических наблюдений.

• Демобилизация буровой установки, оборудования и персонала с участка работ:

- ликвидационные работы на скважине;

- демобилизация буровой установки и оборудования с участка работ;

- транспортировка керна.

• Лабораторные исследования керна и пластовой воды, камеральная обработка результатов работ, подготовка и передача итогового отчета Заказчику:

- выполнение лабораторно-аналитических исследований;

- камеральная обработка результатов работ;

- подготовка и передача Заказчику итогового отчета о результатах выполнения работ.

**3. Ожидаемые результаты**:

3.1. *Ожидаемые результаты*:

- Геолого-геофизическая, гидрогеологическая и геотермическая характеристика разреза, вскрытого скважиной.

- Скоростные параметры вскрытого скважиной разреза для надежной привязки отражающих сейсмических горизонтов.

- Рекомендации по дальнейшему направлению геологоразведочных работ.

3.2 сроки выполнения работ:

Начало работ: IIкв. 2018г.

Окончание работ: IVкв. 2018г.

## Географо-экономическая характеристика района

### 1.1.Административное положение района работ

Участок работ в административном отношении расположен на территории Байкитской группы сельских поселений (ГСП) Эвенкийского муниципального района Красноярского края.

Ближайшая железнодорожная станция Карабула находится на левобережье р. Ангары в 350 км к югу от месторождения. С магистральными путями сообщения участок соединяется зимником, действующим с декабря по апрель. Расстояние по зимнику от площади работ (расположение скважины Юр-5) до пос. Куюмба 100 км, до пос. Байкит – 240 км, до пос. Богучаны – 381 км.

Основной транспортной артерией является р. Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 метра.

### 1.1.1 Географическая характеристика района

Географически участок работ находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья. Рельеф местности низкогорный, холмисто-грядовый, расчлененный долинами рек и ручьев; крутизна склонов составляет 10-15°. Долины рек глубоко врезаны, имеют абсолютные отметки +160 – +240 м, абсолютные отметки водоразделов +300 – +700 м. Местность залесенная, труднодоступная для всех видов транспорта. Гидрографическая сеть участка принадлежит бассейну р. Камо (левый приток р. Подкаменная Тунгуска).

Река Подкаменная Тунгуска имеет ширину 187-300 м, глубину 0,7-2,8 м, скорость течения 0,5-0,8 м/с; река Камо - ширину 90-105 м, глубину 0,6-1,3 м, скорость течения 0,3-0,7 м/с; река Тохомо – ширину 40-93 м, глубину 0,5-1,5 м, скорость течения 0,4-0,9 м/с; река Юрубчен – ширину 15-40 м, глубину 0,4-0,9 м, скорость течения 0,5-0,9 м/с. Русла извилистые, берега главным образом пологие. Остальные реки небольшие, шириной до 22 м, глубиной 0,3-0,8 м, скорость течения 0,5-0,8 м/с. Заболоченность местности небольшая, 2,5-3 % от всей территории участка, в основном приурочена к руслам рек.

Район мало заселен. Жилые поселки расположены вдоль р. Подкаменная Тунгуска. Население представлено в основном русскими и эвенками, основными занятиями которых являются охота, рыбная ловля, пушное звероводство.

Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие населенные пункты – поселки Ошарово и Куюмба. Районный центр – пос. Байкит, располагается на расстоянии 120 км от участка работ. В пос. Байкит имеется аэропорт с бетонной взлётно-посадочной полосой, способный принимать самолеты Як-40, Ан-24, Ан-32, вертолеты Ми-8, Ми-26, и в зимний период – Ил -76.

## 1.2 Обзор, анализ и оценка ранее провденных работ

Геолого-геофизические работы в юго-западной части Сибирской платформы, где расположено месторождение, имеют продолжительную историю. Первые геологические работы начались здесь в двадцатые годы. В это время выполнены разрозненные маршруты, среди которых можно выделить работы П.Г. Николаева (1921-1923 гг), С.В. Обручева (1921-1929 гг), А.Г. Вологодина (1939), Г.И. Кириченко (1939), в ходе работ была разработана стратиграфическая схема верхней части осадочного чехла.

В 1947 г. началось планомерное изучение района экспедициями Всесоюзного аэрогеофизического треста (ВАГТ). Территория месторождения покрыта геологической съемкой масштаба 1:200 000 которая выполнялась экспедициями ВАГТа (А.А. Боручинкин, 9 1962; А.А. Юон А.А., 1962), а также Красноярским геологическим управлением (Л.Л. Исаев 1965; В.Т. Кирличенко 1966 г; В.А. Борисов, 1968).

Примерно в эти же годы рассматриваемая территория была охвачена рядом других геологических, как полевых, так и обобщающих работ (Т.В. Явтуха 1958; С.Б. Правоторов 1966г; И.И. Байбородских 1964 г. и др.). В результате этих работ было детализировано стратиграфическое расчленение разреза, получены новые сведения о тектоническом строении и гидрогеологии. В

1974-1975 гг Верхнетохомским отрядом в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски (бассейны рр. Тохомо, Левое и Правое Камо) проводились стрктурно-поисковые работы масштаба 1:100 000 (В.И

Желудков). По их результатам было уточнено структурно- тектоническое строение района, детализированы Верхнетохомское поднятие, Манкурскпй купол, выявлены Бугарикская брахиантиклиналь, Большепитский структурный нос, Нюрюндинская мульда.

В 1974-1981 гг в рассматриваемом районе велось структурно-колонковое бурение. Работы проводились в три этапа: Верхнетохомская площадь (В.Г. Васильев, 1976 г), Тохомская площадь (С.В Носковский, 1978 г), профиль Тохомо-Куюмба (Г.Т. Дербенко, 1982 г).

Глубокое бурение на нефть и газ в пределах ЮТЗ началось в апреле 1970 г бурением параметрической скважины Тайгинская-1 (рис. 1.1). В августе 1972 г бурением параметрической скважины Куюмбинская-1 (К-1) начались работы на Куюмбинской площади. Скважина закладывалась в пределах одноименного поднятия, выявленного геологосъемочными работами по кембрийским отложениям. При испытании в этой скважине интервала 2115-2292 (- 1940 -2351) м из отложений рифея были получены притоки газа дебитом 70,4 тыс. м3 /сут через штуцер диаметром 11,5 мм.

Первый промышленный приток нефти в пределах ЮТЗ получен в феврале 1977 года при испытании в поисковой скважине К-9 интервала 2232-2242 (-2045-2055) м. Дебит через штуцер диаметром 8 мм составил 43,8 м3 /сут. В том же году получены притоки нефти из поисковой скважины К-2 в интервалах 2384-2507 (-2148-2271) и 2389-2400 (-2153-2164). Дебит составил в первом случае 135 м3 /сут через штуцер диаметром 10 мм, а во втором - 47,9 м3 /сут через штуцер 8 мм. Всего в 1970-1982 гг. в северо-восточной части ЮТЗ на Куюмбинской, Тайгинской и Усть-Камовской площадях пробурено 3 параметрических (Тг-1, К-1, У-Км-20) и 14 поисковых (К-2 - К-15) скважин. Промышленные притоки нефти были получены скважинах К-2, 9; газа - К-1, 3.

В 1982 г работы на Куюмбинской площади были прекращены, в связи с незначительными запасами и большим выполненным объемом бурения дальнейшее проведение поисково- разведочных работ признано экономически нецелесообразным.

## 1.3 Гологическая характеристика района месторождения

.

### 1.3.1. Краткая геологическая характеристика района

Юрубченская залежь приурочена к нефтегазоконденсатному горизонту Р1-2, ограниченному выходом карбонатных пород Юрубченской толщи на предвендскую эрозионную поверхность на глубине 2,2 км, является наиболее изученным объектом Юрубчено-Тохомского месторождения. По состоянию на 01.01.2012 г. на Юрубченском участке пробурено 103 глубоких скважин, в том числе: параметрических - 3, поисковых - 20, разведочных – 71, эксплуатационных – 7

#### 1.3.1.2. Тектоника

В разрезе осадочного чехла Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления выделяется венд-кембрийский структурный ярус.

Его образование разделено длительным перерывом в осадконакоплении, который сопровождался существенной перестройкой структурного плана рифейских отложений и их глубокой эрозией.

При тектоническом районировании венд-кембрийского структурного яруса осадочного чехла за основу приняты действующая схема районирования Сибирской платформы /Геология нефти и газа, 1981/, а также «Дежурная структурно-тектоническая карта Красноярского края» под редакцией Битнера А.К. и Кринина В.А., 1993 г (рис 4).

Площадь работ расположена в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы.

В осадочном чехле ЮТЗ выделяется три уровня присутствия траппов - бельско-ангарский, усольский и катангский.

### 1.3.1.3 Стратиграфия

Сводный литолого-стратиграфический разрез проектной разведочной скважины составлен по материалам бурения скважин Куюмбинского участка, Терско-Камовского и Юрубченского участков. Литолого-стратиграфический разрез ЮТЗ представлен отложениями рифея, венда, кембрия.

***Протерозойская группа - Pt***

*Рифей-R*

В разрезе рифея выделяется 12 толщ (снизу-вверх) - *зелендуконская, вэдрэшевская, мадринская, юрубченская, долгоктинская, куюмбинская, копчерская, юктенская, рассолкинская, винголъдинская, токурская, ирэмэкэнская.* Все они, за исключением зелендуконской, объединены в камовскую серию. Проектом предполагается вскрыть лишь куюмбинскую толщу рифейских отложений.

*Средний рифей – $R_2$*

*Куюмбинская толща – $R_2$ kmb*

Толща сложена, преимущественно, фитогенно-обломочными и пластово-строматолитовыми доломитами и представляет собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и темно-серого цветов.

Серые и светло-серые разности имеют розоватый и зеленоватый оттенки, тонко- и скрытозернистые, иногда неяснослоистые за счет чередования более или менее светлых разностей. Доломиты трещиноватые, кавернозные. Трещиноватость разнонаправленная, открытая и закрытая. В интервале 2410 - 2440 м по открытым трещинам выпоты нефтяного флюида.

Встречаются пропластки мощностью до 10 м аргиллитов с примесью карбонатного материала и ангидрита.

### *Вендская система - V*

Расчленение разрезов и характеристика свит по вендским и кембрийским отложениям дана в соответствии со стратиграфической схемой, утвержденной на расширенном заседании Бюро МСК СССР (Межведомственный стратиграфический комитет) 27 января 1988 г в городе Баку.

Образования венда с угловым несогласием залегают на различных горизонтах рифейских отложений и породах фундамента. В их составе выделяются ванаварская, оскобинская, катангская и собинская свиты.

#### *Оскобинская свита - V osk*

Оскобинская свита с размывом и угловым несогласием залегает на отложениях рифея.

Свита, представлена доломитами глинистыми, алевролитами и песчаниками.

Алевролиты оскобинской свиты темно- зеленовато-серые, серые, темно-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдистые, слоистые, неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчанистые и доломитистые.

Вскрываемая толщина свиты составляет 5 м.

#### *Катангская свита - V ktg*

Катангская свита с размывом залегает на породах оскобинской свиты.

Свита сложена часто чередующимися аргиллитами, доломитовыми аргиллитами, мергелями, глинистыми доломитами, доломитами и

ангидритами. Цвет пород серый, зеленовато-серый, темно-серый, иногда красновато-коричневый. Толщина свиты 60 м.

К подошве катангской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт М (рис 3).

*Собинская свита - V sb*

Свита, сложена доломитами с подчиненным развитием глинистых доломитов и доломитовых мергелей. Цвет пород серый, коричневато-серый и зеленовато-серый. Ангидрит присутствует в виде мелких включений пластинчатых кристаллов, мелких гнезд и тонких прослойков. В основании свиты встречается- песчанистый материал. Породы плотные, иногда трещиноватые. Мощность пластов 7 – 10 м. Толщина свиты 45 м.

***Нерасчлененные вend - нижний кембрий V - Є$_1$***

*Тэтэрская свита – V -Є$_1$ tt*

Свита, сложена доломитами, глинистыми доломитами, доломитовыми мергелями, доломитистыми аргиллитами и ангидритами. Цвет пород серый, зеленовато-серый, иногда темно-серый и коричневато-серый. Ангидрит присутствует в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослойков. Породы плотные, редко трещиноватые. Толщина свиты 55 м.

К кровле тэтэрской свиты, приурочен отражающий сейсмический горизонт Б (рис 3).

***Палеозойская группа - Pz***

*Кембрийская система -Є*

*Нижний кембрий - Є$_1$*

*Усольская свита -Є$_1$ us*

Свита, представлена чередующимися пластами и пачками каменной соли и доломитов, часто ангидритистых и глинистых, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. В нижней части свиты выделяется осинский горизонт.

Осинский горизонт представлен доломитами, доломитизированными известняками и известняками, иногда водорослевыми, со стиллолитовыми швами. В нижней части преобладают пласты известняков и ангидритистых известняков, в верхней части, помимо того, часто присутствуют прослои глинистых доломитов и доломитовых мергелей. Цвет пород серый, темно-серый, коричневато-серый, зеленовато- и светло-серый. Доломиты и известняки, часто битуминозные с резким запахом углеводородов, иногда пористые, кавернозные и трещиноватые.

Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. Толщина пластов колеблется от 3 до 45 м.

Доломиты, глинистые доломиты и ангидириты серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засолоненные.

Толщина усольской свиты 425 м.

К основанию свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт - Б, к верхней пачке – горизонт – У (рис 3).

*Бельская свита - $Є_1$ bls*

Свита четко подразделена на две подсвиты.

*Нижняя подсвита*

Нижняя подсвита сложена неравномерно чередующимися пластами доломитов, известняков и глинистых доломитов. Доломиты и известняки серые, темно-серые, иногда коричневато-серые, мелко- и среднезернистые, массивные и слоистые (строматолитовые), со стиллолитовыми швами. В

породах иногда содержатся включения кремня в виде мелких линз и стяжений. Встречаются прослои каменной соли. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, редко коричневато-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые. Толщина подсвиты 230 м.

*Верхняя подсвита*

Верхняя подсвита содержит в своем составе чередующиеся пласты каменной соли, доломитов и глинистых доломитов. Каменная соль бесцветная прозрачная, белая и светло-серая, среднекристаллическая. Доломиты и глинистые доломиты серые, светло-серые и зеленовато-серые, неравномерно ангидритистые (до доломито-ангидритов). Общая толщина свиты 395 м.

В верхней подсвите встречается интрузия долеритов мощностью 80 м.

*Булайская свита - $Є_1$ bul*

Свита, сложена серыми и темно-серыми доломитами средне - зернистыми и мелкозернистыми, иногда известковистыми, массивными и слоистыми (водорослевыми). Для пород характерна неравномерная битуминозность и изредка кавернозность. Каверны мелкие, чаще всего изолированные, заполненные вторичными карбонатами и сульфатами, что придает породам мелкопятнистый облик. Толщина свиты 85 м.

К основанию свиты приурочен сейсмический горизонт К.

*Нижний средний кембрий - $Є_{1-2}$*

*Ангарская + оленчиминская свиты - $Є_{1-2}$ an + ol*

Отложения представлены пачками и пластами каменной соли, доломитов, доломито-ангидритов и глинистых доломитов.

Доломиты серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневато-серые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, неравномерно глинистые, массивные и слоистые, со стиллолитовыми швами.

Доломито-ангидриты серые и светло-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, иногда глинистые.

Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, светло-серые, неравномерно ангидритистые, слоистые.

Каменная соль бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. Толщина пластов варьирует от 0,5 до 15м. Толщина отложений 580 м.

В отложениях ангарской и оленчиминской свит могут быть вскрыты интрузии суммарной мощностью до160 м.

*Верхний-средний кембрий - Є $_{2-3}$*

*Эвенкийская свита - Є $_{2-3}$ ev*

Свита, сложена алевролитами с редкими прослоями доломитов, иногда известняков. Алевролиты красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые. В породах часто встречаются тонкие прослойки, прожилки и гнезда розоватого гипса и ангидрита.

Доломиты и известняки серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые. Отложения свиты иногда включают маломощные тела долеритов.

Толщина свиты – 380 м.

К основанию свиты приурочен отражающий горизонт Н.

***Ордовикская система - О***

*Нижний ордовик – $O_1$*

*Пролетарская свита – $O_1$ pr*

Отложения пролетарской свиты ордовика в пределах рассматриваемой площади имеют весьма ограниченное распространение и приурочены к водоразделам. Пролетарская свита согласно залегает на отложениях эвенкийской свиты среднего-верхнего кембрия и представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Песчаники коричневато-красных тонов, полимиктового состава, мелко- и среднезернистые.

Алевролиты и аргиллиты вишнево-бурого цвета, горизонтально и волнистослоистые.

Толщина отложений 10 м.

Физико-механические свойства горных пород представлены в таблице 2.1.1.

.

Таблица 2.1.1 – Физико-механические свойства пород

| Индекс стратиграфического разделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см3 | Твердость, кгс/мм2 | Абразивность | Категория пород по промысловой классификации (М, С, Т и т.д.) | Коэффициент кавернозности пластов |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от | до | | | | | | |
| € 2-3 ev | 10 | 390 | Алевролит | 2,6 | 4,0 | 4,0 | С | 1,30 |
| | | | Доломит | 2,6 | 4,0 | 4,0 | С | |
| €1-2 an + ol | 390 | 970 | Доломит | 2,6 | 3,5-7,0 | 5,5 | СТ | 1,30 |
| | | | Каменная соль | 2,2 | 3,5 | 2,0 | СТ | |
| | 480 | 600 | Долерит | 2,8 | 9,0 | 8,0 | К | |
| | 700 | 780 | Долерит | 2,8 | 9,0 | 8,0 | К | |
| €1 bul | 970 | 1055 | Доломит | 2,6 | 6,5 | 5,5 | СТ | 1,25 |
| €1 bls2 | 1055 | 1450 | Доломит | 2,6 | 5,5-7,0 | 5,5 | СТ | 1,25 |
| | | | Соль | 2,2 | 3,5 | 2,0 | СТ | |
| | 1210 | 1260 | Долерит | 2,8 | 9,0 | 8,0 | К | |
| €1 bls1 | 1450 | 1690 | Доломит | 2,6 | 5,5-7,0 | 5,5 | СТ | 1,20 |
| | | | Известняк | 2,6 | 5,5-7,0 | 5,0 | СТ | |
| €1 us | 1690 | 2115 | Доломит | 2,6 | 6,0 | 5,5 | СТ | 1,20 |
| | | | Каменная соль | 2,2 | 3,5 | 2,0 | СТ | |
| €1 us (os) | 1990 | 2060 | Доломит | 2,6 | 6,0 | 5,5 | СТ | |
| | | | Известняк | 2,6 | 6,0 | 5,5 | СТ | |
| V - €1 tt | 2115 | 2170 | Доломит | 2,6 | 7,5 | 6,0 | Т | 1,15 |
| V sb | 2170 | 2215 | Доломит | 2,6 | 7,5 | 6,0 | Т | 1,15 |
| V ktg | 2215 | 2275 | Доломит | 2,8 | 8,0 | 8,0 | Т | 1,15 |
| | | | Мергель | 2,6 | 6,0 | 5,0 | Т | |
| | | | Аргиллит | 2,6 | 3,5 | 4,5 | Т | |
| V os | 2275 | 2280 | Доломит | 2,7 | 7,5 | 9,0 | Т | 1,10 |
| | | | Алевролит | 2,5 | 6,0 | 6,0 | Т | |
| | | | Песчаник | 2,6 | 7,5 | 7,0 | Т | |
| R | 2280 | 2455 | Доломит | 2,7 | 7,5 | 6,0 | Т | 1,10 |

## 2. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 2.1. СООРУЖЕНИЕ СКВАЖИН

Введение

Настоящий проект составлен по материалам преддипломной практики, проходящей в ОАО «Газпром - Бурение» Проектом предусматривается строительство структурной скважины в Западной части Юрубчено Тохомского Месторождения.

Буровые работы производятся Краснодарским филиалом ОАО «Газпром - Бурение».

### 2.1.1 Задачи, объемы и сроки проведения буровых работ

Главной задачей проектируемых работ является изучение геологического разреза с определением литолого-стратиграфических характеристик и скоростных параметров разреза западной части Юрубчено Тохомского месторождения. Участок относиться к 4 группе по сложности геологического строения. По проекту планируется пробурить 1 скважину глубиной 2000 п.м. с возможностью использования скважины в следующих стадиях разведки или даже добычи.

### 2.1.2 Геолого-технические условия бурения

Юрубчено Тохомский лицензионный участок характеризуется сложными геологическими условиями проводки скважин. Обусловлено это, прежде всего:

изменением пластового давления по разрезу от 0,91 до 1,26 гидростатического давления;

- ✓ наличием чередующихся по разрезу горных пород с разнообразными физико-механическими свойствами, отложения в интервале 0–40 м находятся в зоне вечной мерзлоты;
- ✓ наличием различных осложнений в процессе бурения;
- ✓ сложно-построенными коллекторами каверно-трещинного типа.

Сочетание всех вышеперечисленных факторов объясняет относительно низкую коммерческую скорость бурения при строительстве скважин в пределах ЮТЗ (средняя коммерческая скорость составляет 400-450 м/ст.мес.) и большой

процент затрат времени на борьбу с осложнениями в общем балансе времени проводки скважины (12 – 20%).

По геолого-технологическим условиям бурения весь разрез можно подразделить на три несовместимые зоны:

1. *Первая зона (интервал 0 - 390 м)* характеризуется:

- ✓ $P_{пл} = 0.91P_{гст}$;
- ✓ коэффициент кавернозности – 1.3;
- ✓ категория буримости III – VI.

К этой зоне приурочены пресноводные горизонты. Интервалы залегания и гидродинамические характеристики водоносных горизонтов не изучены.

В сложившейся практике, строительство скважин в пределах данного интервала осуществляют на глинистом растворе (плотность 1.10 – 1.12 г/см$^3$, вязкость 40 - 50 с по СПВ-5, фильтратоотдача 6 - 8 см$^3$ за 30 мин. по ВМ-6). При вскрытии зон поглощения дальнейшее бурение под кондуктор проводится на технической воде с частичной циркуляцией или без выхода циркуляции. Шламовый стакан при этом достигал 10 м.

1. *2 зона (интервал 390 – 2280)*

Толща осложнена наличием силлов долеритов в ангарской и верхнебельской свитах. Категория буримости долеритов – IX.

Вторая зона характеризуется:

- ✓ пластовые давления превышают гидростатические на 10-17% ($P_{ПЛ}$ = 1.1-1.7$P_{ГСТ}$);
- ✓ коэффициент кавернозности –1.15 – 1.30;
- ✓ категория буримости VI – VIII (каменная соль III)

Наибольший объем работ выполняется при борьбе с поглощениями, являющимися следствием естественной повышенной трещиноватости и кавернозности горных пород, реже следствием гидроразрыва горных пород (булайская свита). Давление начала поглощения при этом превышает на 3 – 5% пластовое давление и зависит от естественных характеристик вскрытой зоны поглощения, а также типа и параметров применяемой промывочной жидкости..

Таблица 2.1.1 – Поглощение промывочной жидкости

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час | Расстояние от устья скважины до статического уровня при его max снижении, м | Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ) | Градиент давления поглощения, $кгс/см^2 \cdot м$ | | Условия возникновения |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от | до | | | | При вскрытии | После изоляционных работ | |
| $€_{2-3}$ ev | 10 | 380 | До полного | 65 | Да | 0,119 | 0,20 | При бурении слабо-сцементированных тер-ригенных пород, конта-ктные зоны интрузий и сами интрузии |
| $€_{1-2}$ an | 380 | 630 | До полного | 180 | Да | 0,135 | 0,20 | На контактах вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах. |
| $€_1$ bul | 970 | 1055 | | | | 0,135 | 0,20 | Горные породы склонные к гидгоразрыву. При превышении давления гидроразрыва |
| $€_1$ $bls_2$ | 1205 | 1340 | До полного | 210 | | 0,133 | 0,20 | При прохождении кон- тактных зон пород с долеритами и самих долеритов. |

Таблица 2.1.1 – Прочие возможные осложнения

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид (название) осложнения | Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения |
|---|---|---|---|---|
| | От | До | | |
| | 0 | 40 | Обвалы стенок скважины | Растепление ММП |
| $€_{2-3}$ ev | 10 | 380 | Кавернообразование | При прохождении слабосцементированных алевролитов |
| | | | Прихват инструмента | При поглощениях |
| | | | Увеличение удельного веса и вязкости П.Ж. | За счет наработки раствора при бурении глинистых пород. |
| $€_{1-2}$ an | 380 | 630 | Кавернообразование | При прохождении соленосных отложений за счет вымывания каменной соли вследствие несоблюдения технологии бурения |
| $€_1$ $bls_2$ | 1145 | 1450 | Кавернообразование | При прохождении соленосных отложений вследствие несоблюдения технологии бурения |
| $€_1$ us | 1690 | 2115 | Кавернообразование | При вымывании пластов каменной соли |
| $€_1$ us (os) | 1990 | 2060 | Изменение структуры П.Ж. (сворачивание, выпадение в осадок) | Агрессивное воздействие ионов кальция, магния и железа содержащихся в пластовой воде на полимерную составляющую П.Ж. |

## 2.2 Выбор способа бурения и конструкции скважины

### 2.2.1 Выбор и обоснование способа бурения

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.

Способ бурения скважины выбраны на основе данных особенностей геолого-технических условий проходки скважин на Куюмбинском месторождении, с учетом наличия зон осложнений, резко меняющихся литологических пачек пород, применяемых видов промывочных растворов, технологических особенностей силового и насосного оборудования показывают, что наиболее эффективным и приемлемым способом бурения является роторный при бурении вертикального участка скважины.

### 2.2.2. Выбор и обоснование конструкции скважины

При проектировании конструкции скважины выбирается схема призабойного участка скважины [3]. Проектом предусматривается следующая конструкция призабойного участка скважины (см. рис. 5).

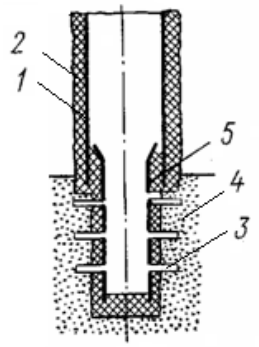


Рисунок 5 - Схема призабойного участка скважины.

1 - обсадная колонна;
2 - цементный камень;
3 - перфорационные отверстия;
4 - продуктивный пласт;
5 - хвостовик.

Диаметр эксплуатационной колонны находится из следующего соотношения:

1. Определяется диаметр Бурголовки для бурения под хвостовик:

$$D_{д.х} = D_м + 2\Delta_н, мм$$

где $D_м$ – диаметр муфты колонны, мм;

$\Delta_н$ – радиальный зазор между муфтой и стенкой скважины:

$$D_{д.х} = 114 + 2(5...15) = 124...144\,мм$$

Окончательно диаметр долот для бурения под хвостовик, составит $D_{дх}$ = 139,7 мм.

2. Определяется внутренний диаметр эксплуатационной колонны:

$$D_{в.э} = D_{д.э} + 2\delta, мм$$

где $\delta$ – радиальный зазор между бурголовкий и стенкой обсадной трубы, обычно

принимается 5…10 мм (причем нижний предел для труб малого диаметра)

$$D_{в.э} = 139,7 + 2(5...10) = 149,7...159,7\,мм$$

Окончательно наружный диаметр эксплуатационной колонны принимается (толщина стенки труб 10 мм) $D_к = 178\,мм$ с диаметром муфты 194,5 *мм*.

Определяется диаметр Бурголовки при бурении под эксплуатационную колонну:

$$D_{д.к} = 194,5 + 2(10...25) = 214,5...244,5 мм$$

Окончательно диаметр бурголовки для бурения под кондуктор составит $D_{д.к}$ = 215,9 мм.

Определяется внутренний диаметр обсадной трубы под кондуктор:

$$D_{в.к} = D_{д.э} + 2\delta = 215,9 + 2(5...10) = 225,9...235,9 мм$$

Окончательно наружный диаметр трубы под кондуктор принимается $D_к = 245 мм$ с диаметром муфты 270 мм.

Бурение под кондуктор осуществляется долотами диаметром:

$$D_{д.к} = D_м + 2\Delta = 270 + 2(10...25) = 290...320 мм$$

Окончательно диаметр долота для бурения под кондуктор принимается:

$$D_{д.к} = 295,3 мм$$

Направляющая колонна в соответствии с проектными данными будет спущена до глубины 50 *м* с целью перекрытия слабоустойчивых, рыхлых четвертичных отложений, а также для предотвращения размыва устья скважины. Цементирование производится до устья.

Определяется внутренний диаметр обсадной трубы под направление:

$$D_{в.н} = D_{д.к} + 2\delta = 295,3 + 2(5...10) = 305,3...315,3 мм$$

Окончательно наружный диаметр трубы под направление принимается $D_н = 324 мм$ с диаметром муфты 349 мм. Бурение под направление осуществляется долотами диаметром:

$$D_{д.н} = D_м + 2\Delta = 349 + 2(20...40) = 389...429 мм$$

Окончательно диаметр долота под направление принимается $D_{д.н} = 393,7 мм$

Конструкция проектируемой скважины описана в таблице 2.2.2 и наглядно представлена на рисунке 4.3.

Таблица 2.2.2 – Конструкция скважины

| Наименование колонны | Диаметр колонн | Глубина спуска | Высота подъема цементного | Диаметр долота | Примечание. |
|---|---|---|---|---|---|

| | ы, мм | , м | раствора за колонной, м | , мм | |
|---|---|---|---|---|---|
| Направление | 324 | 50 | До устья | 393,7 | Конструкция скважины корректируется в зависимости от фактических горно-геологических условий проводки |
| Кондуктор | 245 | 460 | До устья | 295,3 | |
| Эксплуатационная | 178 | 2180 | 300 | 215,9 | |

**Примечание:** окончательная конструкция скважин определяется по фактическим горно-геологическим условиям.

## 2.3. Выбор бурового и вспомогательного инструмента

### 2.3.1. Выбор буровых снарядов

В связи с выше указанными геологическими условиями для бурения данной скважины будет применятся керноотборный Снаряд УКР-164/80

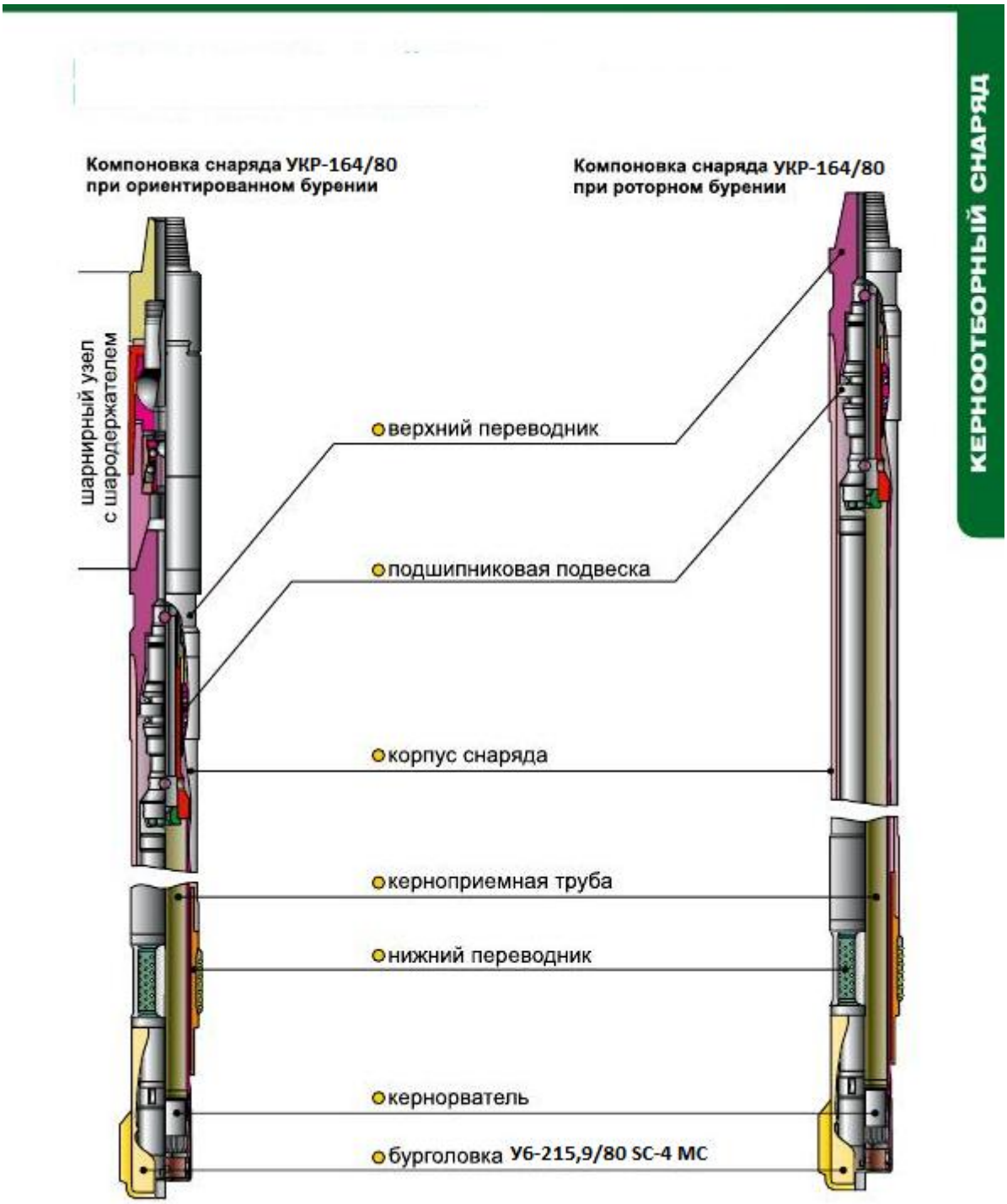


Рис.6 Компановка снаряда УКР-164/80

### 2.3.2 Выбор вспомогательного инструмента и инструмента для ликвидации аварий

## 2.4. Технология бурения

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.

Способ бурения скважины выбраны на основе данных особенностей геолого-технических условий проходки скважин на Юрубчено Тохомском месторождении, с учетом наличия зон осложнений, резко меняющихся литологических пачек пород, применяемых видов промывочных растворов, технологических особенностей силового и насосного оборудования показывают, что наиболее эффективным и приемлемым способом бурения является роторный при бурении вертикального участка скважины.

### 2.4.1. Выбор очистных агентов

Тип и параметры промывочной жидкости выбираются, исходя из горно-геологических условий вскрываемого разреза, с учетом накопленного опыта строительства скважин на площадях Юрубчено-Тахомской зоны нефте-газонакоплений.

Минимальная плотность промывочных жидкостей, в интервалах совместимых геолого-технических условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине превышающее пластовое, согласно п. 2.7.3.3 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНиГП), Москва, 1998г. (РД08-200-98). Максимальная плотность промывочных жидкостей выбирается из условия, снижения вероятности вскрытия зон поглощений и предотвращения гидроразрыва горных пород в процессе проводки скважины.

Определяется значение относительной плотности $\rho_o$ промывочной жидкости [3]:

1. В интервале 0 – 390м во избежание притока пластовых вод (таблица 4.1.1.1) из отложений эвенкийской свиты:

$$\rho_o = k_p k_a$$

где $k_p$ – коэффициент резерва ($k_p$ = 1,10…1,15 в скважинах глубиной до 1200м,

$k_p$ = 1,05…1,10 в скважинах глубиной 1200…2500).

$$\rho_o = (1{,}10 \ldots 1{,}15)0{,}91 = 1{,}001 \ldots 1{,}047$$

Во избежание поглощений при $p_{у.к}$ = 0 МПа и $\Delta p_{гд}$ = 1 кПа/м:

$$\rho_o \prec k_{погл} - \frac{\Delta p_{гд}}{p_в}$$

где $p_{у.к}$ – избыточное давление в кольцевом пространстве у устья, МПа;

$\Delta p_{гд}$ – градиент гидродинамического давления в кольцевом пространстве на

участке от устья до глубины $H$, кПа/м.

$$\rho_o \prec 1{,}07 - \frac{10^3}{10^3 \times 9{,}81} = 1{,}03$$

2. В интервале 390 – 970м во избежание притока пластовых вод из отложений ангарской и оленчиминской свит:

$$\rho_o = (1{,}10 \ldots 1{,}15)1{,}05 = 1{,}155 \ldots 1{,}208$$

Во избежание поглощений:

$$\rho_o \prec 1{,}32 - \frac{10^3}{10^3 \times 9{,}81} = 1{,}22$$

3. В интервале 970 – 1055м во избежание притока пластовых вод из отложений булайской свиты:

$$\rho_o = (1{,}10 \ldots 1{,}15)1{,}01 = 1{,}111 \ldots 1{,}162$$

Во избежание поглощений:

$$\rho_o \prec 1{,}31 - \frac{10^3}{10^3 \times 9{,}81} = 1{,}21$$

4. В интервале 1055 – 1450м во избежание притока пластовых вод из отложений верхнебельской свиты:

$$\rho_o = (1{,}05 \ldots 1{,}10)1{,}10 = 1{,}155 \ldots 1{,}21$$

Во избежание поглощений:

$$\rho_o \prec 1{,}3 - \frac{10^3}{10^3 \times 9{,}81} = 1{,}2$$

5. Так как в нижнебельской свите поглощение промывочной жидкости при бурении на участке не наблюдалось, то расчет во избежания притока пластовых вод не производится. Во избежание поглощений:

$$\rho_o \prec 1{,}26 - \frac{10^3}{10^3 \times 9{,}81} = 1{,}16$$

6. В интервале 1690 – 2000м во избежание притока пластовых вод из отложений усольской свиты:

$$\rho_o = (1{,}05 \ldots 1{,}10)1{,}11 = 1{,}166 \ldots 1{,}221$$

Во избежание поглощений:

$$\rho_o \prec 1{,}46 - \frac{10^3}{10^3 \times 9{,}81} = 1{,}36$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.4.1.

Таблица 2.4.1 - Выбор плотности промывочной жидкости

| Интервал глубин, м | Относительная плотность промывочной жидкости $\rho_o$ | | Рекомендуемая плотность промывочной жидкости, г/ см$^3$ |
|---|---|---|---|
| | во избежание притока пластового флюида | во избежание поглощения промывочной жидкости (менее) | |
| 0 – 390 | 1,1…1,15 | 1,03 | 1,05 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 390 – 970 | 1,155…1,208 | 1,22 | 1,17 |
| 970 – 1055 | 1,111…1,162 | 1,21 | |
| 1055 – 1450 | 1,155…1,21 | 1,2 | |
| 1450 – 1690 | - | 1,16 | |
| 1690 – 2000 | 1,166…1,221 | 1,36 | |

При выборе типов и параметров промывочной жидкости учитываются положения: “Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих” РД 51-1-96, МИНТОПЭНЕРГО РФ, ГАЗПРОМ, Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ, Федеральный центр геоэкологических систем (ФЦГС), Научно-производственный центр по исследованию эколого-геодинамических проблем «ЭКОГЕОЦЕНТР», Москва, 1998; “Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше” РД 39 - 133 - 94, НПО “Буровая техника”, Москва, 1994.

В качестве промывочных жидкостей, при бурении скважины, рекомендуются растворы представленные в таблице 2.4.2.

Таблица 4.4.2 – Характеристика промывочной жидкости

| Интервалы бурения под: | Тип промывоч-ной жидкости | Параметры промывочной жидкости | | | | | | Состав, предполагаемый расход химреагентов |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Плотность, г/см$^3$ | Вязкость, сек | Стабиль-ность, В | СНС$_1$ /10, дПа | Водоотда-ча, см$^3$/30 мин | pH | |
| Направ-ление | Глинистый раствор, обработанный КМЦ | 1,05 - 1,1 | 40-60 | - | | 4-6 | 8 | Глинопорошок, сода кальцинированная, КМЦ |
| Кондуктор | Глинистый раствор, обработанный КМЦ | 1,10-1,12 | 40-60 | - | | 4 - 6 | 8 | Глинопорошок, сода кальцинированная , КМЦ |
| Эксплуа-тационную колонну | Глинистый раствор, обработанный КМЦ | 1,16 – 1,18 | 40-60 | | | 4-6 | | Глинопорошок, сода кальцинированная , КМЦ |

### 2.1.4.2. Выбор ПРИ и режимов бурения

В интервале от 0 м до 50 м целесообразно использовать коронку У9-190,5/80 SC-4 C, которая представлена на рисунке 2.1. с последующей разбуркой долотом

Рис.2.1. Бурголовка PDC У9-190,5/80 SC-4 C

В интервале от 50 м до 460 м целесообразно использовать коронку У9-190,5/80 SC-4 C,с последующей разбуркой долотом Ш 295.3С-ЦВ, которая представлена на рисунке 2.2.

Рис.2.2. Бурголовка PDC  У9-190,5/80 SC-4 C

В интервале от 460 м до 2000 м залегают перемежающиеся по твердости горные породы от V по IX категории по буримости. Для бурения данного интервала используем бурголоки PDC У9-215,9/101,6 SC-2 ТК кернователи.

Параметры режима бурения выбираются в зависимости от типа горных пород и их физико-механических свойств. Основными параметрами являются: нагрузка на долото, частота вращения породоразрушающего инструмента, подача бурового насоса.

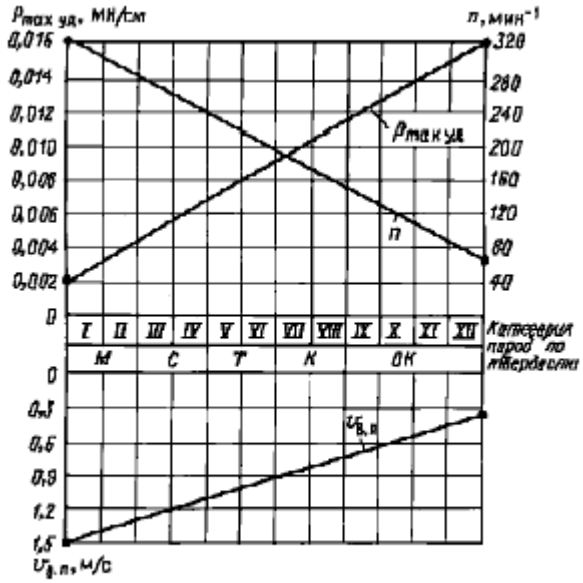


Рис. 4.4 - Графики определения режимов роторного бурения

Принимая во внимание то что, данные по твердости Шрейнера и коэффициенту, учитывающему влияние факторов, действующих в реальных условиях бурения, отсутствуют, расчет нагрузки на долото ведется упрощенным способом.

Режимные параметры выбираются исходя из графика определения режимных параметров роторного бурения [5] (рисунок 4.4) и практических данных, полученных при бурении на данной площади (таблица 4.6.1).

Таблица 2.1.4.2 – Режимные параметры

| Интервал, м | | Вид технологической операции | Способ бурения | **Режим бурения** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| от | до | | | Осевая нагрузка, кН | Скорость вращения, мин$^{-1}$ | Расход бурового раствора, л/с |
| 0<br>0 | 50<br>50 | Отбор керна<br>Бурение | Роторный | 60<br>50 | 60-80 | 51.0 |
| 50<br>50 | 460<br>460 | Отбор керна<br>Бурение | Роторный | 250<br>80 | 60-80 | 44.2<br>36.5 |
| 460<br>460 | 2000<br>2000 | Отбор керна | Роторный | 200<br>70 | 80-100 | 37.4<br>30.4 |

### 2.1.5.1 Расчет бурильных труб

Расчет компоновки бурильной колонны при бурении интервала 0 - 2000м. Диаметр секции УБТ выбирается с учетом конструкции скважины и обеспечения наибольшей устойчивости и прочности [5]. Согласно рекомендациям по расчету бурильной колонны, для диаметров долот ниже 295,3мм отношение $d_у/D$ составляет 0,8-0,85. Для долота 215,9мм по приведенной зависимости принимается УБТС1-178. Выбранная УБТ обладает жесткостью большей чем у обсадной колонны, поэтому пригодна для применения. Соотношение диаметров бурильных труб, расположенных над УБТ к диаметру УБТ должно быть следующим: $d_{бт}/d_у \geq 0,7$. Учитывая то, что бурение ведется бурильными трубами ТБВ диаметром 127мм, данное соотношение выполняется (127/178 = 0,71)

Общая длинна УБТ определяется из уравнения:

$$l_У = \frac{1,15 \cdot P_Д}{q\left(1 - \frac{\rho_{БР}}{\rho_{МЕТ}}\right) \cdot cos\theta} = \frac{1,15 \cdot 200}{1.53\left(1 - \frac{1170}{7850}\right) \cdot 0,9986} = 177м.$$

Окончательно длина УБТ 180м.

где $P_д$ = 200 кН – нагрузка на долото;

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора;

$\rho_{мет}$ – плотность метала;

$\theta$ – возможный зенитный угол, град;

$q$– вес 1м УБТ, кН/м.

Окончательно принимаем длину УБТ 180м.

Общий вес колонны УБТ: $Q_0 = q \cdot l = 1,53 \cdot 177 = 270.8кН$

Если нагрузка на долото $P_Д \succ 1,94 \cdot \sqrt[3]{EIq^2}$ , то для ограничения прогибов и площади контактов УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения.

$$1,94 \cdot \sqrt[3]{9920 \cdot 1,53^2} = 55,35 \leq 160кН$$

Промежуточные опоры согласно рекомендациям для долота 215,9 имеют наибольший поперечный размер 203мм.

Длинна полуволны УБТ вращающейся колонны:

$$l_n = \frac{10}{\omega}\sqrt[4]{\frac{EI\cdot\omega^2}{10\cdot q}} = \frac{10}{8.4}\sqrt[4]{\frac{9920\cdot 8.4^2}{10\cdot 1{,}53}} = 17{,}4м.$$

где $\omega = 2\pi n$ – угловая скорость вращения бурильной колонны, $с^{-1}$.

Расстояние между промежуточными опорами:

$$a = k_0 \cdot l_n = 1{,}52 \cdot 17{,}4 = 26.4м.$$

где $k_о$ = 1,52 – коэффициент принятый для диаметра УБТ свыше 159мм и зависящий от жесткости промежуточных опор.

Количество опор:

$$m = \frac{l_n}{a} = \frac{177}{26.3} \approx 7шт$$

Условия прочности соединений УБТ:

$$M_{из} = \pi^2 EIf\ /\ 2l_n^2 = 3{,}14^2 \cdot 9920\ \cdot 0.024\ /\ 2\cdot 17{,}4^2 = 3.87кН\cdot м$$

где $M_{из}$ - изгибающий момент, кН·м;

$f$ - стрела прогиба, м,

$f = (1{,}05D - d_у)/2 = 0{,}024$м

Для УБТ с $\sigma_m$ = 440 МПа отношение $M_{пр}/M_{из}$ = 23,5/3,87 = 6,1, что превышает коэффициент запаса прочности, равный 1,4…1,5.

Вывод: УБТ с $\sigma_m$ = 440 МПа могут быть использованы для заданных условий.

2. По табличным данным выбираются бурильные трубы диаметром 127мм. Проектом предусматривается применение бурильных труб с высаженными внутрь концами и толщиной стенки 9мм (ТБВК-127) группы прочности К.

Бурильные трубы рассчитываются на выносливость. Для выбранного типа бурильных труб осевой момент инерции сечения трубы составляет $I = 584{,}1\cdot 10^{-8}$ $м^4$, $m$ = 262 Н/м.

Тогда длина полуволны (м) определяется для сечения непосредственно над УБТ:

$$l_n = \frac{\pi}{\omega}\sqrt[4]{\frac{EI\cdot\omega^2}{m}} = \frac{3.14}{8.4}\sqrt[4]{\frac{2\cdot10^{11}\cdot584.1\cdot10^{-8}\cdot8.4^2}{26.8}} = 15{,}7м.$$

Стрела прогиба:

$f = (1{,}1D - D_з)/2 = (1{,}05\cdot215{,}9 - 161{,}2)/2 = 32{,}7\cdot10^{-3}$ м;

где $D_з$ - диаметр замка, м;

Осевой момент сопротивления находится по табличным данным [5]:

$W_{из} = 138{,}4$ см$^3$ = $138{,}4\cdot10^{-6}$м;

Определяется переменные напряжения изгиба (Па):

$$\sigma_a = \frac{EIf\pi^2}{l_n^{\,2}W_{из}} = \frac{2\cdot10^{11}\cdot584{,}1\cdot10^{-8}\cdot32{,}7\cdot10^{-3}\cdot3{,}14^2}{15{,}7^2\cdot138{,}8\cdot10^{-6}} = 11{,}4МПа$$

Для данного материала бурильных труб $(\sigma_{-1})D$ = 100 МПа. По формуле находится коэффициент запаса прочности на выносливость:

$n = (\sigma_{-1})_D\beta/\sigma_a = 100\ \ 0{,}6/11{,}4 = 5{,}26$

где $(\sigma_{-1})_D$ – предел выносливости материала труб, МПа;

$\beta$ – коэффициент снижения предела выносливости за счет перегрузки резьбы,

$\beta = 0{,}6$ для стали марки Д, $\beta = 0{,}55$ для алюминиевого сплава

$n \geq 1{,}9$, что допустимо.

Выбранный тип бурильных труб определяется на статическую прочность. Длина первой секции труб принимается равной 2000м. Тогда $Q_{б.т}$ = 1500·293 = 586 000 Н.

$$\sigma_p = \frac{k\left(Q_{б.т} + Q_{убт}\right)\left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_м}\right) + p_o F_k}{F_{тр}}, Па$$

где $k$ – коэффициент, $k = 1{,}15$;

$Q_{б.т}$ – вес бурильных труб данной секции, Н;

$Q_{убт}$ – вес утяжеленных бурильных труб, Н;

$\rho_р$, $\rho_м$ – плотность бурового раствора и материала бурильных труб

соответственно, кг/м3;

$p_0$ – перепад давления на долоте, Па;

$F_к$ – площадь сечения канала трубы, м$^2$;

$F_{тр}$ – площадь сечения трубы, м$^2$.

$$\sigma_р = \frac{1{,}15\left(0{,}586\cdot10^6 + 0{,}27\cdot10^6\right)\left(1-\frac{11700}{78500}\right) + 7\cdot10^6\cdot93{,}3\cdot10^{-4}}{33{,}4\cdot10^{-4}} = 270\,МПа$$

Мощность на холостое вращение бурильной колонны (кВт) определяется по формуле:

$N_в = 13{,}5\cdot10^{-8}Ld_н^2n^{1,5}D_д^{0,5}\rho_{б.р} = 13{,}5\cdot10^{-8}\cdot2000\cdot0{,}127^2\cdot80^{1,5}\cdot0{,}2159^{0,5}\cdot11700 = 16{,}9\ кВт$

где $L$ – длина колонны, м;

$d_н$ – наружный диаметр бурильных труб, м;

$n$ - частота вращения, мин$^{-1}$;

Мощность на вращение долота (кВт) определяется по формуле

$N_д = C\cdot10^{-7,7}nD_д^{0.4}P_д^{1,3} = 2{,}3\cdot10^{-7,7}\cdot80\cdot0{,}2159^{0,4}\cdot(0{,}2\cdot10^6)^{1,3} = 15{,}5\ кВт$

где $C$ – коэффициент, зависящий от крепости породы, для мягких пород $C$ = 2,6;

для средних пород $C$=2,3; для крепких пород $C$ = 1,85;

Определяется крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{N_в + N_д}{\omega} = \frac{16.9\cdot10^3 + 15.5\cdot10^3}{8.37} = 3.9\cdot10^3\,Н\cdot м$$

где $\omega = \pi n/30 = 8{,}37$

Определяется полярный момент сопротивления сечения труб при кручении:

$$W_p = 0.2D^3\left(1-\frac{d^4}{D^4}\right) = 0.2\cdot 0.127^3\left(1-\frac{0.109^4}{0.127^4}\right) = 0.19\cdot 10^{-3}\,м^3$$

*D, d* – наружный и внутренний диаметры труб, м.

Находятся касательные напряжения для труб данной секции:

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_p} = \frac{3.9\cdot 10^3}{0{,}19\cdot 10^{-3}} = 20.4 МПа$$

По табличным данным предел текучести материала труб $\sigma_m$ = 490 МПа (для группы прочности стали К).

Рассчитывается коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений:

$$n_1 = \sigma_m / \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2} = 490/\sqrt{270^2 + 4\cdot 20.4^2} = 1.79$$

что допустимо, так как 1,79 > 1,45.

Вес КНБК:

$Q_{кнбк} = Q_{убт} + L_{б.т}q$ = 270800+ 2003·293 = 0.86 МН.

$W_{из}$ = 41,2 см$^3$ = 41,2 ·10$^{-6}$м;

Определяется переменные напряжения изгиба (Па):

$$\sigma_a = \frac{EIf\pi^2}{l_n^{\,2}W_{из}} = \frac{407.6\cdot 10^3\cdot 28.3\cdot 10^{-3}\cdot 3{,}14^2}{13.1^2\cdot 41.2\cdot 10^{-6}} = 16 МПа$$

Для данного материала бурильных труб $(\sigma_{-1})_D$ = 130 МПа. По формуле находится коэффициент запаса прочности на выносливость:

$n = (\sigma_{-1})_D\beta/\sigma_a$ = 130 · 0,6/16 = 4,9

$n \geq$ 1,9, что допустимо.

Выбранный тип бурильных труб определяется на статическую прочность. Длина труб принимается равной 2000м. Тогда $Q_{б.т}$ = 2250·178 = 400500 Н.

$$\sigma_p = \frac{1{,}15\left(0{,}4005\cdot 10^6 + 0{,}133\cdot 10^6\right)\left(1-\frac{10100}{78500}\right) + 7\cdot 10^6\cdot 39.6\cdot 10^{-4}}{22.6\cdot 10^{-4}} = 255 МПа$$

Мощность на холостое вращение бурильной колонны (кВт) определяется по формуле:

$$N_в = 13{,}5\cdot 10^{-8} L d_н^2 n^{1,5} D_д^{0,5} \rho_{б.р} = 13{,}5\cdot 10^{-8}\cdot 2000\cdot 0{,}0889^2\cdot 80^{1,5}\cdot 0{,}1397^{0,5}\cdot 10100 = 6{,}3\ кВт$$

Мощность на вращение долота (кВт) определяется по формуле

$$N_д = C\cdot 10^{-7,7} n D_д^{0.4} P_д^{1,3} = 2{,}3\cdot 10^{-7,7}\cdot 80\cdot 0{,}1397^{0,4}\cdot (0{,}1\cdot 10^6)^{1,3} = 5{,}3\ кВт$$

Определяется крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{N_в + N_д}{\omega} = \frac{6.3\cdot 10^3 + 5.3\cdot 10^3}{8.37} = 1.4\cdot 10^3\ Н\cdot м$$

Определяется полярный момент сопротивления сечения труб при кручении:

$$W_p = 0.2D^3\left(1-\frac{d^4}{D^4}\right) = 0.2\cdot 0.0889^3\left(1-\frac{0.0698^4}{0.0889^4}\right) = 0.09\cdot 10^{-3}\ м^3$$

Находятся касательные напряжения для труб данной секции:

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_p} = \frac{1.4\cdot 10^3}{0{,}09\cdot 10^{-3}} = 15.9 МПа$$

По табличным данным предел текучести материала труб $\sigma_m$ = 539 МПа (для группы прочности стали Е).

Рассчитывается коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений:

$$n_1 = \sigma_m / \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2} = 539/\sqrt{255^2 + 4\cdot 15.9^2} = 2.1$$

что допустимо, так как 2,1 > 1,45.

### 2.1.6 Расчет обсадных колонн

Обсадные колонны в процессе цементирования и эксплуатации скважины подвергаются воздействию различных нагрузок, основными из которых являются:

- ✓ Осевые растягивающие нагрузки от веса колонны;
- ✓ Осевые сжимающие нагрузки от веса части колонны при ее посадке на уступ или забой;

- ✓ Динамические нагрузки, возникающие при неустановившемся движении колонны;
- ✓ Осевые статические нагрузки от избыточного давления и температуры;
- ✓ Избыточные наружные и внутренние давления в затрубном пространстве и внутри обсадной колонны;
- ✓ Изгибающие нагрузки из-за искривления колонны в результате потери устойчивости или при нахождении ее в искривленных участках ствола скважины.

Наиболее опасными являются растягивающие, наружные и внутренние избыточные давления. Проектом предусматривается выбор типа обсадных труб, марки стали и толщины стенок из расчета на смятие (от действия наружного избыточного давления), расчета на разрыв (от действия внутреннего избыточного давления), расчета на страгивание (от действия растягивающих нагрузок)

Расчет обсадных колонн производится согласно действующей инструкции 1997 года изложенной в «Инструкции…» [6].

***Расчет обсадной колонны под направление.***

В связи с незначительной глубиной спуска обсадной колонны под направление расчет на прочность не предусматривается. Проектом предполагается использовать обсадные трубы технические данные, которых приведены в таблице 4.8.1. Конструкция приведена в таблице 4.8.2.

Таблица 4.8.1-Технические данные обсадных труб под направление

| диаметр трубы, | Труба | | | | Муфта | | | Марка стали | Тип резьбы |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | й диаметр трубы, мм | стенки, мм | ий диаметр | Масса , кН/м | й диаметр муфты, | муфты, мм | Масса, кН/м | | |
| 32 | 323, | 9,5 | 304, | 0,73 | 35 | 20 | 0,23 | Д | ОТТ |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4 | 9 | | 9 | 6 | 1 | 3 | 4 | | М |

Таблица 4.8.2 – Конструкция обсадной колонны под направление

| Номер секции | Интервал установки, м | Толщина стенки трубы, мм | Группа прочности | Длина секции, м | Вес секции, кН |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0-50 | 9,5 | Д | 50 | 39,14 |

***Расчет обсадной колонны под кондуктор***

В связи с отсутствием зон нефтегазопроявлений при бурении под кондуктор и незначительной глубиной спуска, расчеты на прочность не производятся. Проектом предусматривается использовать обсадные трубы технические данные, которых приведены в таблице 4.8.3. Конструкция приведена в таблице 4.8.4.

Таблица 4.8.3 - Технические данные обсадных труб под кондуктор

| диаметр трубы, мм | Труба | | | | Муфта | | | Марка стали | Тип резьбы |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | наружный диаметр трубы, мм | стенки, мм | внутренний диаметр | Масса, кН/м | наружный диаметр муфты, мм | муфты, мм | Масса, кН/м | | |
| 245 | 244,5 | 8,9 | 226,7 | 0,519 | 269,9 | 196 | 0,179 | Д | ОТТМ |

Таблица 4.8.4 – Конструкция обсадной колонны под направление

| Номер секции | Интервал установки, м | Толщина стенки трубы, мм | Группа прочности | Длина секции, м | Вес секции, кН |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0-460 | 8,9 | Д | 460 | 246,97 |

***Расчет эксплуатационной колонны***

Проектные данные:

Глубина спуска колонны ($l$), м .....2000

Высота подъема цемента ($l_0$), м .....300

Расстояние от устья скважины до башмака предыдущей колонны ($L_0$), м 460

Пластовое давление на глубине $l$ ($P_{пл}$), МПа.....22,3

Пластовое давление в конце эксплуатации ($P_{пл}^{кэ}$), МПа .....3,5

Удельный вес, Н/м$^3$:

Цементного раствора ($\rho_ц$)..... $1.83 \cdot 10^4$

Облегченного цементного раствора ($\rho_{оц}$) ..... $1,45 \cdot 10^4$

Бурового раствора ($\rho_{пж}$) ..... $1.01 \cdot 10^4$

Нефти ($\rho_н$)..... $0,836 \cdot 10^4$

Опрессовочной жидкости ($\rho_{оп}$) ..... $1,05 \cdot 10^4$

Коэффициент запаса прочности:

на наружное давление ($n_1$).....1.0

на внутреннее давление ($n_2$).....1.15

на растяжение ($n_3$).....1.3

Высота подъема ЦР, м.....234

Высота подъема ОЦР, м.....1646

Коэффициент разгрузки цементного кольца (К).....0,25

## 1. Расчет давлений действующих на обсадную колонну

*Расчет наружных давлений.*

В не зацементированном интервале 0 – 300 м:

$$P_{н300} = \rho_{пж} \cdot g \cdot h = 1.01 \cdot 10^4 \cdot 9.81 \cdot 300 = 3 МПа$$

В зацементированном интервале 300 – 2000 метров, после цементирования (сразу после получения «стоп»):

$$P_{Нцем} = \rho_{пж} \cdot g \cdot h + \rho_{цр.ср} \cdot g \cdot (z - h)$$

$$\rho_{цр.ср} = 1.78 \cdot 10^4$$

$$P_{Нцем} = 35.8 \ Мпа$$

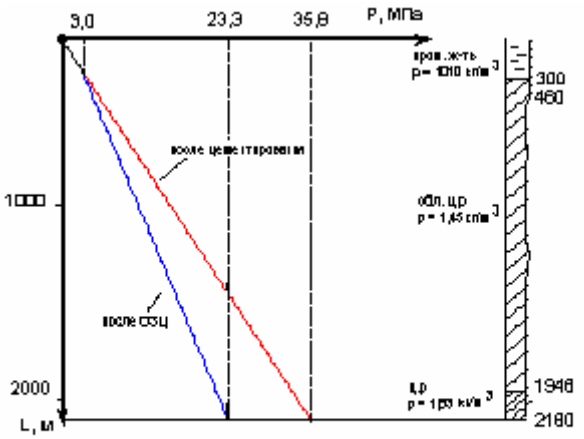


Рис 4.5 - Графики наружных давлений действующих на обсадную колонну

После ОЗЦ. После затвердения цемента колонна испытывает наружное давление, обусловленное действием поровой жидкости цементного камня:

$$P_{н2180} = \rho_{пж} \cdot g \cdot h + \rho_{г.с} \cdot g \cdot (z - h)$$

где $\rho_{г.с}$ – плотность минерализованной воды используемой при затворении цемента

$$P_{н2180} = 23,3 \ Мпа$$

Согласно полученным данным строятся графики наружных давлений (рисунок 12)

*Расчет внутренних давлений.*

Определяется давление на устье скважины:

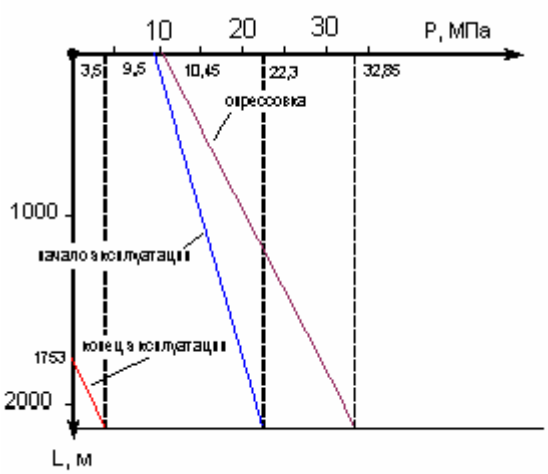

Рис. 4.6 - График внутренних давлений

$$P_y = 4,4\ Mna$$

Поскольку устьевое давление меньше нормативного ($P_y < [P_{on}] = 9,5\ МПа$), то в расчет закладывается наибольшее значение [4]:

$$P_{on} = 1,1P_y = 10,45\ Mna$$

$$P_{on}^{2180} = 32,85\ Mna$$

В конце времени эксплуатации скважины устьевое давление равно нулю, так как пласт истощен:

$$P_{y_{кэ}} = 0$$

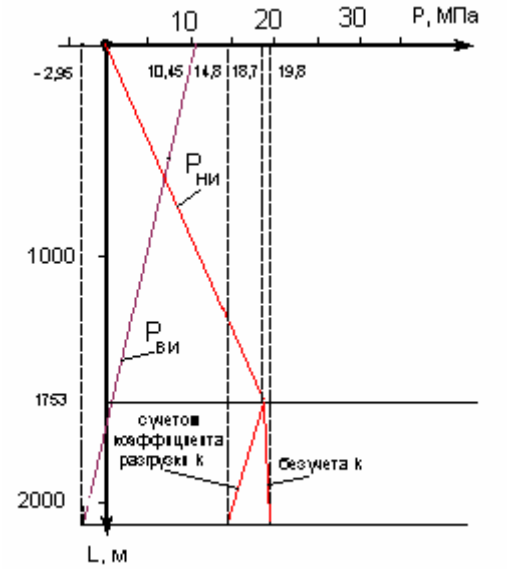

Рис. 4.7 - График избыточных давлений

Уровень жидкости в скважине определяется по уравнению:

$$0 = P_{пл_{кэ}} - \rho_н \cdot g \cdot (L - z)$$

$$z = L - P_{пл}^{кэ}/(\rho_н \cdot g) = 1753\ м$$

Согласно полученным данным строятся графики внутренних давлений (рис 12)

Затем строятся графики избыточных давлений (рис 13)

Внутренние избыточные давления равны разности давления при опрессовке и наружных давлений после цементирования:

$$P_{ви} = P_в - P_н$$

Наружные избыточные давления равны разности наружных давлений после ОЗЦ (давления поровой жидкости цементного камня) и внутреннего давления в конце эксплуатации:

$$P_{ни} = (P_н - P_в)(1 - K)$$

Подбор компоновки обсадной колонны ведется по эпюрам наружных избыточных давлений с учетом внутренних давлений и страгивающих нагрузок

Трубы 1-ой секции должны выдерживать давление:

$$n_1 \cdot P_{ни}^{1753} = 1{,}0 \cdot 18{,}7 = 18.7 МПа$$

Проектом предусматривается использование труб группы прочности «К» с толщиной стенки 8,1 $P_{кр1}$ = 21,2 МПа. Трубы проверяются на действие внутренних избыточных давлений $P_{ви}^{1753}$ = 3 МПа; $P_{т1}$ = 39,1 МПа.

$$\frac{P_{т1}}{P_{ви}^{1753}} = \frac{39{,}1}{3} = 13{,}0 \succ [n_2] = 1.15$$

Для 2-ой секции выбираются трубы прочности «Д» с толщиной стенки 8,1 $P_{кр2}$ = 18,1 МПа. Данную секцию можно спускать до глубины 1600м (см рис. 13).

Длина 1-ой секции $l_1$ = 2000 – 1600 = 400м.

Вес 1-ой секции $Q_1 = q_1 \cdot l_1$ = 0.337·580 = 195.46 кН.

Определяется $P'_{кр2}$ для труб второй секции с учетом растягивающих нагрузок от веса 1-ой секции:

$$P'_{кр2} = P_{кр2}\left(1 - 0{,}3\frac{Q_1}{Q_m^2}\right) = 18{,}1\left(1 - 0{,}3\frac{195460}{1608000}\right) = 17{,}4 МПа$$

Для 3-ей секции выбираются трубы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2 $P_{кр2}$ = 23,2 МПа. Данную секцию спускаем до глубины 700м (см рис. 13).

Длина 2-ой секции $l_2$ = 1600 – 700 = 900м.

Вес 2-ой секции $Q_2 = q_2 \cdot l_2$ = 0.291·900 = 261,9 кН.

Вес $Q_{1-2} = Q_2 + Q_1$ =195,46 + 261,9 = 457,36 кН

Определяется $P'_{кр3}$ для труб второй секции с учетом растягивающих

нагрузок от веса 1-ой и 2-ой секций:

$$P'_{кр3} = P_{кр3}\left(1 - 0{,}3\frac{Q_1}{Q_m^2}\right) = 23.2\left(1 - 0{,}3\frac{457360}{1824000}\right) = 21.5 МПа$$

Длина 3-й секции 2180 – 580 – 900 = 700м

Страгивающая нагрузка для труб 3-й секции $P_{стр}$ = 1157 кН, допустимая нагрузка растяжения [P] = $P_{стр}/k_з$ = 1157/1,3 = 890 кН.

$$l = \frac{[P] - Q_{1-2}}{q_3} = \frac{890000 - 457360}{382} = 1132.6 \text{ м}$$

$$\frac{P_{т3}}{P_{ви}^0} = \frac{23.2}{14.8} = 1.57 \succ [n_2] = 1.15$$

Вес 3-й секции $Q_3 = q_3 \cdot l_3$= 0.382·700 = 267,4 кН.

Вес $Q_{1\text{-}3} = Q_2 + Q_1 + Q_3$ = 195,46 + 261,9 + 267,4 = 724,76 кН

Итоги расчета приведены в таблице 4.8.5

Таблица 4.8.5 – Конструкция обсадной колонны 178мм

| Номер секции | Интервал установки, м | Толщина стенки трубы, мм | Группа прочности | Длина секции, м | Вес секции, кН |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2000 - 1600 | 8,1 | К | 400 | 195,46 |
| 2 | 1600 - 700 | 8,1 | Д | 900 | 261,9 |
| 3 | 0 - 700 | 9,2 | Д | 700 | 267,4 |
| **ИТОГО:** | **0 – 2000** | | | **2000** | **724,76** |

4) После спуска всех обсадных труб приступить к работам по цементированию.

Цементирование обсадной колонны:

1. Подготовить до начала цементирования:

- цемент, $CaCl_2$, соль техническую в количестве согласно расчета на цементирование обсадной колонны Ø 146 мм;

- необходимое количество технической воды, для приготовления цементного раствора;

- необходимый объем продавочной жидкости.

- в роли продавойчной жидкости будет выступать буровой раствор

2. Нагнетательные линии опрессовать на давление 9,3 МПа, время выдержки давления в течение 3 минут.

3. Затворить цементный раствор плотностью 1,83 г/см3 в необходимом объеме согласно расчётам;

4. Закачать в скважину в следующей последовательности:

- цементный раствор, (отобрать не менее 2-х проб цементного раствора);

- продавочную жидкость, отметить выход цементного раствора на устье.

Режимы прокачки продавочной жидкости: скорость подачи 25 л/сек, давление 4 МПа.

Расчетное давление в конце закачки продавочной жидкости – 62 атм.

6. Скважину оставить под давлением с помощью перехода П-146/50 на время ОЗЦ равное 48 часам. Качество и время схватывания цемента контролировать по отобранным пробам.

Расчет на цементирование обсадной колонны Ø 146 мм.

Расчет производится суммой объемов двух интервалов и объема цементного стакана, первого – интервала цементирования затрубного

пространства обсадной колонны в стволе скважины д.146мм. Высота цементного стакана составляет 2м.

Расчет объема цемента производится по формуле:

$$V_ц = V_{з.п.} + V_{ц.ст.} \quad (2.9)$$

Где$V_{з.п.}$.– объем цемента необходимого для цементирования затрубного пространства обсадной колонны в скважине; $V_{ц.ст.}$ - объем цемента необходимого для постановки цементного стакана;

Объем цемента необходимого для цементирования затрубного пространства обсадной колонны в скважине производится по формуле:

$$V_{з.п.} = 0{,}785 * \left(d_{скв}^2 - d_{нар}^2\right) * h_{ст} \quad (2.10)$$

Где $d_{скв}$- диаметр скважины, 151мм; $d_{нар}$- наружный диаметр обсадной колонны;$h_{ст}$- интервал спуска обсадной колонны в скважине, 25м;

$$V_{скв} = 0{,}785 * (0{,}151^2 - 0{,}146^2) * 25 = 95{,}0\ л,$$

Расчет объема цемента необходимого для постановки цементного стакана;

$$V_{ц.ст.} = 0{,}785 * d_{вн}^2 * h_{ст},$$

Где, $d_{вн}$ - внутренний диаметр обсадной колонны мм; $h_{ст}$ - высота цементного стакана, 2 м.

$$V_{ц.ст.} = 0{,}785 * 133^2 * 2 = 33{,}5\ л,$$

$$V_ц = 95 + 33{,}5 = 128{,}5\ л$$

Объем продавочной жидкости рассчитывается по формуле*:*

$$V_{пр.ж.} = 0{,}785 * d_{вн}^2 * h_{о.к.} - V_{ц.ст.}$$

Где $d_{вн}$- внутренний диаметр обсадной колонны; $h_{о.к.}$– общая длина колонны обсадных труб, 25м; $V_{ц.ст.}$- объем цементного стакана;

$$V_{пр.ж.} = 0{,}785 * 133^2 * 25 - 65 = 347{,}0\ л$$

Итого объем необходимого количества цемента для цементирования затрубного пространства обсадной колонны *Ø146мм*, в интервале от 0,0 до

25,0 метров, составляет 128,5*л*. А объем продавочной жидкости составит 347,0 *л*.

Интервал 25-470 будет обсаживаться обсадной колонной *Ø*114*мм*.

Спуск обсадной колонны, порядок цементирования будут производиться в той же последовательности что и на первом интервале.

Расчет на цементирование обсадной колонны Ø 146 мм.

Расчет объема цемента производится по формуле:

$$V_ц = V_{з.п.} + V_{ц.ст.}$$

Где$V_{з.п.}$.– объем цемента необходимого для цементирования затрубного пространства обсадной колонны в скважине; $V_{ц.ст.}$ - объем цемента необходимого для постановки цементного стакана;

Объем цемента необходимого для цементирования затрубного пространства обсадной колонны в скважине производится по формуле:

$$V_{з.п.} = 0{,}785 * \left(d_{скв}^2 - d_{нар}^2\right) * h_{ст}$$

Где $d_{скв}$- диаметр скважины, 122мм; $d_{нар}$- наружный диаметр обсадной колонны;$h_{ст}$- интервал спуска обсадной колонны в скважине, 470м;

$$V_{скв} = 0{,}785 * (0{,}122^2 - 0{,}114^2) * 470 = 664\ л,$$

Расчет объема цемента необходимого для постановки цементного стакана;

$$V_{ц.ст.} = 0{,}785 * d_{вн}^2 * h_{ст},$$

Где, $d_{вн}$ - внутренний диаметр обсадной колонны мм; $h_{ст}$ - высота цементного стакана, 2 м.

$$V_{ц.ст.} = 0{,}785 * 102{,}3^2 * 2 = 16{,}5\ л,$$

$$V_ц = 664 + 16{,}5 = 679{,}5\ л$$

Объем продавочной жидкости рассчитывается по формуле:

$$V_{пр.ж.} = 0{,}785 * d_{вн}^2 * h_{о.к.} - V_{ц.ст.}$$

Где $d_{вн}$- внутренний диаметр обсадной колонны; $h_{о.к.}$ – общая длина колонны обсадных труб, 470м; $V_{ц.ст.}$- объем цементного стакана;

$$V_{пр.ж.} = 0{,}785 * 102{,}3^2 * 470 - 16{,}5 = 3\,861{,}0\ л$$

Итого объем необходимого количества цемента для цементирования затрубного пространства обсадной колонны $Ø114мм$, в интервале от 0,0 до 470,0 метров, составляет $679{,}5\ л$. А объем продавочной жидкости составит $3\,861{,}0\ л$.

### 2.1.7. Поверочные расчёты бурового оборудования

#### 2.1.7.1. Расчёт затрат мощности на бурение скважины

Полная мощность на бурение $N_б$будет равна сумме этих компонентов:

$$N_б = N_{ст} + N_{тр} + N_{зв} \quad (2.11)$$

$$N_б = 2{,}1 + 97{,}3 + 16{,}85 = 116{,}25\ кВт$$

*Потери мощности в станке:*

Затраты мощности привода бурового станка $N_{ст}$, кВт, определяют как:

$$N_{ст} = A + Bn \quad (2.12)$$

Где А-затраты мощности в звеньях силовой кинематики, не зависящих от частоты оборотов ротора, кВт; В-коэффициент, учитывающий затраты мощности в звеньях силовой кинематики и зависящих от частоты вращения ротора, кВт/(об $\cdot$ *мин*); n-частота оборотов ротора, об/мин. Все значения берутся для станка СКБ-8.

$$N_{ст} = 1{,}2 + 0{,}0030 \cdot 300 = 2{,}1\ кВт$$

*Мощность на вращение буровой колонны:*

$$N_{тр} = K_1K_2K_3K_4K_5[2{,}5 \cdot 10^{-8}(0{,}9 + 0{,}02\delta)D_д(EJ)^{-0{,}16} \cdot n^{1{,}85} \cdot L^{0{,}75} \cdot q \cdot \left(1 + 0{,}44sin\theta_{ср}\right) + 2 \cdot 10^{-7}\delta nG] \quad (2.13)$$

$N_{тр} = 1{,}25 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}5 \cdot 1 \cdot [2{,}5 \cdot 10^{-8}(0{,}9 + 0{,}02 \cdot 3) \cdot 76 \cdot 0{,}44 \cdot 76500 \cdot 1500 \cdot (1+0{,}44 \cdot 1) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 3 \cdot 300 \cdot 1100]$ =97,3 кВт

Где,L-длина буровой колонны, м;

$K_1$ – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия, при исп. Растворов повышенного удельного веса и вязкости 1,25;

$K_2$ – коэффициент, учитывающий влияние состояния стенок скважины на затраты мощности 1,0;

$K_3$ –коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб муфтозамкового соединения 1,3;

$K_4$ – коэффициент, учитывающий влияние кривизны муфтозамковых бурильных труб 1,5;

$K_5$ – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб 1;

$\delta$ – зазор, мм, между стенками скважины и бурильными трубами;

$$\delta = 0{,}5\ (76 - 70) = 3мм$$

n – частота вращения бурового вала, об/мин;

EJ – жесткость бурильных труб, град;

$\theta_{ср}$- средний зенитный угол скважины, град;

G – усилие подачи, кгс;

*Мощность на разрушение забоя:*

Мощность на разрушение забоя $N_з$, кВт, определяется по формуле;

$$N_з = 2{,}67 \cdot 10^{-7} \cdot b_1 \cdot b_2 \cdot (\mu_0 + 16{,}7 \cdot \cap \cdot \frac{\vartheta_{тех}}{n}) \cdot (Д_1 + Д_2) \cdot G \cdot n (2.14)$$

$$N_з = 2{,}67 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(0{,}05 + 16{,}7 \cdot 2{,}4 \cdot \frac{2{,}5}{300}\right) \cdot (76 + 40) \cdot 1100 \cdot 300 = 16{,}85кВт$$

где $b_1$- коэффициент, учитывающий тип бурового раствора, 1;

$b_2$- коэффициент, учитывающий использование расширителей, 1;

$\mu_0$- коэффициент, характеризующий трение ПРИ о породу, 0,05;

$\cap$ - коэффициент, учитывающий физтех свойства горных пород и характер их разрушения, 2,4;

$\vartheta_{mex}$- механическая скорость бурения, м/ч

*Мощность на подъём бурового снаряда из скважины:*

Мощность на подъём бурового снаряда из скважины $N_n$ ,кВт, определяют по известной аналитической зависимости:

$$N_n = K \cdot G \cdot (sin\theta + f \cdot cos\theta) \cdot \vartheta \cdot (1 + \frac{\gamma_{ж}}{\gamma})/102 \quad (2.15)$$

$$N_n = 1{,}4 \cdot 8300 \cdot 1 \cdot 0{,}4 \cdot (1 + \frac{1{,}17}{7{,}7})/102 = 52{,}5 \text{ кВт}$$

где G- масса бурового снаряда, кг;

К- коэффициент прихвата;

f- коэффициент трения труб о стенки скважины;

$\vartheta$- скорость подъема снаряда, м/с;

$\gamma_ж и \gamma$ -удельный вес бурового раствора и материала бурильных труб, г/$см^3$;

*Мощность привода бурового насоса:*

Мощность привода бурового насоса N, кВт, рассчитывается по формуле:

$$N = QH/102\eta (2.16)$$

$$N = 35 \cdot 0{,}42/102 \cdot 0{,}75 = 20 \text{ кВт}$$

где Q-подача бурового насоса, л/с;

Н- потери давления в нагнетательной линии, м вод. ст;

$\eta$- общий КПД насоса, обычно равный 0,75;

**2.1.7.2. Расчёт вышки**

Расчёт максимального веса бурильного снаряда:

$$Q_c = (a \cdot q \cdot L + q \cdot L) \cdot (1 - \frac{\gamma_n}{\gamma}) \cdot (cos\theta + f \cdot sin\theta) (2.17)$$

$$Q_c = (1{,}04 \cdot 3 \cdot 2000 + 3 \cdot 2000) \cdot (0{,}58) \cdot (1{,}02) = 7241{,}2 \text{ кг}$$

Где а- коэффициент, учитывающий дополнительный вес бурильной колонны за счёт соединений;

$q$- вес одного погонного метра бурильных труб, кг;

$\gamma_n$- удельный вес промывочной жидкости, г/$см^3$;

$\gamma$ - удельный вес материала бурильных труб,г/$см^3$;

f- коэффициент трения снаряда в искривлённой скважине;

$\theta$- средний зенитный угол скважины, град;

Расчёт нагрузки на крюке:

$$Q_{кр} = \beta_1 \cdot Q_c \quad (2.19)$$

$$Q_{кр} = 1{,}25 \cdot 7241{,}2 = 9051{,}5 кг.$$

Где $\beta_1$- коэффициент при подъеме;

Расчёт максимальной нагрузки, действующей на кронблочную раму:

$$Q_M = m \cdot \beta \cdot P_л \quad (2.20)$$

$$Q_M = 6 \cdot 1{,}25 \cdot 4900 = 26750\ кг$$

**2.1.7.3. Расчёт давления в нагнетательной системе бурового насоса**

Давления в нагнетательной магистрали бурового насоса рассчитывается по формуле:

$$p_\in = k(p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6) \quad (2.21)$$

Где $k$- коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления на преодоление дополнительных сопротивлений призашламования скважины, образовании сальников и др;

$p_1$- потери давления в бурильных, утяжелённых и ведущей трубах;

$p_2$- потери давления в кольцевом пространстве скважины;

$p_3$- потери давления в соединениях бурильных труб;

$p_4$- потери давления в колонковой трубе;

$p_5$- дополнительные потери давления при заклинивании керна;

$p_6$- потери давления в шланге и вертлюге-сальнике.

$$p_\in = 1{,}5\ (1 + 2{,}9 + 5{,}8 + 1 + 1{,}5 + 7{,}9) = 30{,}1\ атм.$$

### 2.1.8. Выбор бурового оборудования

### 2.1.8.1 Выбор буровой установки

Проектом предусматривается бурение производить при помощи БУ-2500ДГУ

*Буровая установка.*

Буровая установка БУ-2500 ДГУ предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ турбинным и роторным способом и обеспечивает эффективное бурение скважин бурильными трубами 41/2" (114мм).

Высокая грузоподъемность установки – 1600 кН – при 8-струнной оснастки талевой системы позволяет ликвидировать осложнения в процессе бурения без дополнительных средств.

Компоновка механических агрегатов и конструкция оснований выполнены с учетом универсальной возможности транспортирования и монтажа оборудования в минимальные сроки. В зависимости от местных условий установка может транспортироваться тремя крупными блоками на подкатных тяжеловозах грузоподъемностью 60 т, а также отдельными секциями массой до 35 т на специальном транспорте и трейлерах.

При необходимости перевозки оборудования более мелкими узлами, установка может разбираться на отдельные агрегаты и секции металлоконструкций массой до 10т.

Быстрый монтаж установки обеспечивается высокой заводской сборочной готовностью секций, карданными валами, быстроразъемными соединениями, специальными приспособлениями. Универсальная монтажеспособность установки БУ-2500 ДГУ выгодно отличает ее от существующих аналогов.

Температурный диапазон эксплуатации буровой установки от +40 до - 45°С определяется качественными сталями механического оборудования и буровых сооружений.

Работоспособность установки при низких температурах обеспечивается встроенным подогревом дизелей, масляных картеров трансмиссии, пультов управления.

Техническая характеристика.

Привод буровой установки дизельный
Расчетная глубина бурения, м 3400
Допустимая нагрузка на крюке, кН 1600
Общая усталостная мощность привода основных механизмов, кВт 750
Мощность силового агрегата, кВт 250
Тип привода дизельгидравлический
Наибольшая оснастка талевой системы 4 × 5
Усилие в канате лебедки при допускаемой нагрузке, кН 225
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрега, кВт 550
Число передач вращения на подъемный вал лебедки 4

*Подъемный механизм.*

Подъемный механизм буровой установки состоит из лебедки и четырехскоростной цепной коробки передач.

Одновальная лебедка отличается простой конструкции и обслуживания. Она имеет муфту включения барабана ПМК-1000×250 и вспомогательный электромагнитный тормоз ТЭП-45, который позволяет вести автоматическую подачу долота при бурении с необходимой скоростью. Для гашения колебаний навиваемого на барабан каната и равномерной его укладки на лебедки установлено специальное приспособление.

Подъемный электрический привод мощностью 40 кВт, который обеспечивает низкие скорости, необходимые при ликвидации прихватов инструмента, ловильных работах.

Широкий диапазон частоты вращения имеет и ротор, который получает вращение от коробки передач лебедки. Управление подъемным механизмом осуществляется с пульта оператора по бурению.

*Основание.*

Рамная конструкция оснований блоков выполнена с учетом обеспечения транспортирования и монтажа оборудования установки различными способами. Монтаж секций оснований осуществляется быстроразъемными соединениями.

Три крупных блока – вышечный, приводной и насосный- позволяют перевозить установку без демонтажа механических узлов.

Низкое расположение секций агрегатов установки определяет устойчивость блоков при транспортировании.

*Вышка.*

А-образная вышка имеет хорошую устойчивость и в сочетании со встроенными в ноги вышки маршевыми лестницами удобна в эксплуатации.

Наличие встроенного в вышку и основания механизма подъема и опускания вышки без больших подготовительных работ обеспечивает легкость ее монтажа.

Предусмотрены легкость и большой диапазон центровки вышки относительно стола ротора.

За счет перестановки верхнего рабочего балкона вышки позволяет использовать свечи бурильных труб длиной 25 или 27 метров.

Приспособление на кронблочной площадки вышки обеспечивает замену секции роликов и кронблока без опускания вышки.

*Буровой насос НБТ-600.*

Трехцилиндровый поршневой быстроходный буровой насос одностороннего действия позволяет вести эффективное бурение в любых условиях его применения. Высокое допускаемое давление, запас мощности, надежность и долговечность – главные достоинства насоса НБТ-600.

Клапанные коробки насоса выполнены из легированной термоупрочненной стали. Пневматические диафрагменные компенсаторы на всасывающей и нагнетательной линиях сглаживают пульсацию потоков жидкости. Приводная часть насоса имеет замкнутую систему смазки с индивидуальным электронасосом. Рабочая поверхность цилиндровой втулки охлаждается и смазывается от специального насоса с электроприводом.

Полный комплект приспособлений и инструмента, а также наличие консольно-поворотного крана обеспечивают быстрое и безопасное техническое обслуживание и ремонт насоса.

*Привод.*

В приводе буровой установки применены быстроходные дизели с турботрансформаторами. Мощность трех силовых агрегатов по 250 кВт (340 л.с.) суммируется в цепной трансмиссии и может, в зависимости от технологической потребности, в полном объеме или частично направляется на подъемную лебедку, буровые насосы или ротор. Передача мощности осуществляется цепными передачами с циркуляционной смазкой. Высокий КПД дизелей позволяет экономично производить бурение.

### 2.1.8.3. Выбор средств очистки промывочнойжидкости

Своевременная и качественная очистка промывочных жидкостей от шлама является одним из важнейших условий повышения производительности бурения. Шлам снижает качество промывочной жидкости и производительность бурения, приводит к прихватам бурового снаряда. Применяемые жидкости легко очищаются от шлама,для их очистки на буровой достаточно иметь отстойник.

### 2.1.6.5. Выбор КИП и скважинной исследовательской аппаратуры

В процессе бурения скважины проектом предусматриваются применение следующих приборов и средств измерения:

1. Для контроля осевой нагрузки и веса инструмента будет применяться гидравлический индикатор веса ГИВ-6-1 с трансформатором давлений ТФ-4. Погрешность хода диаграмм ±3 мм за 24 часа.
2. Контроль за расходом и давлением промывочной жидкости проектируется производить расходомером РГР-7 и жидкостным манометрами ОБМГн-1-160 на давление 25 МПа с классом точности последних 1,5. Погрешность показаний РГР-7 должна быть не более 2,5%.
3. Измерение подачи бурильного инструмента его длины, мера всей трубной продукции будет производиться мерной лентой длиной 20м и металлическим метром заводского изготовления. Класс точности линейных средств измерений допускаются ±1 мм.
4. Параметры бурового раствора на скважине проектируется измерять следующими приборами:
   - ✓ вязкость – вязкозиметром СПВ-5 с секундомером 60 ±1 с;
   - ✓ удельный вес – ареометром АГ-2;
   - ✓ водоотдачу – прибором ВМ-6;
   - ✓ статическое напряжение сдвига – прибором СНС-2;

- ✓ содержание песка в % - отстойника СМ-1;
- ✓ стабильность – прибором ЦС-1.

Приборы перед каждым измерением должны проверяться согласно прилагаемым к ним инструкциям по эксплуатации с обязательной записью результатов в соответствующем журнале.

1. При испытании скважины необходимо применять:

Глубинный манометр МКИ-1, погрешность которого должна быть не более ±0,25 %;

Термометры нормального типа ТГИ-1 с пределами измерения температуры 20-100°С и погрешностью не более 1%.

Диафрагменный измеритель критического течения ДИКТ-50мм с диаметром 12,70мм, 15,83мм, 19,02мм.

Профилактическое обслуживание приборов на скважине будет осуществляться ответственными за средства измерения непосредственно на буровой и работниками метрологии.

Приборы и средства измерения, указанные выше, должны иметь паспорта, инструкции по эксплуатации и удостоверения с отметками последнего срока проверки.

Таблица 4.10.2 – Перечень средств контроля

| Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п | Гост, ост и т.п. на изготовление | Количество, шт |
|---|---|---|
| Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 | | 1 |
| Переносная лаборатория глинистых растворов КЛР-1 | ТУ 25-1604-86 | 1 |

| | | |
|---|---|---|
| Прибор для определения статического напряжения сдвига СНС-2 | ТУ 25-08-548-69 | 2 |
| Манометры буровые типа МБГ-1 | | 7 |
| Счетчик расхода воды ВВ-50 | | 1 |
| Секундомер | | 1 |
| Указатель уровня в приемных емкостях типа УП-11М | | 1 |
| Роторный моментомер гидравлический ГИВ-6 | | 1 |
| Тахометр | | 1 |
| Вольтметр 3377 | | 7 |
| Амперметр 3377 | | 7 |
| Частотомер 3361 | | 2 |
| Киловаттметр Л-309 | | 2 |
| Измеритель сопротивления изоляции и заземления М-416 | | 1 |
| Счетчик кол-ва потребляемой электроэнергии | | 2 |
| Термометр глубинный ТГН-1,ТЭГ-36 | | 2 |
| Расходомер переменного перепада давления (диафрагменный) | | 1 |
| Диафрагменный измеритель критического течения | | 1 |
| Мерник обьемный | | 1 |

**2.1.6.8. Составление окончательного (полного) геолого–технического наряда**

Геолого – технический наряд (ГТН) на бурение скважин является итоговым технико – технологическим документом, по которому выполняют буровые работы. После выбора бурового оборудования режимы бурения уточняются в соответствии с техническими возможностями буровой установки.

В ГТН приводятся режимные параметры бурового снаряда, и он заполняется по принятой форме.

## 3.Специальная часть.

### Введение

Превентор — рабочий элемент комплекта противовыбросового оборудования, устанавливаемый на устье скважины. Основная функция превентора — герметизация устья нефтегазовой скважины в чрезвычайных ситуациях при строительстве или ремонтных работах на скважине. Герметизация скважины предотвращает открытое фонтанирование нефти и, как следствие, предотвращает возникновение пожара или загрязнение окружающей среды. В настоящее время установка противовыбросового оборудования является обязательным условием при ведении буровых работ.

## 3.1Классификация

Оборудование противовыбросовое предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта с целью безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов, охраны окружающей среды.

В состав оборудования входят колонные фланцы, крестовины, надпревенторные катушки, система гидроуправления превенторами и задвижками, манифольд и трубопроводы, соединяющие гидроуправление, гидроуправляемые элементы.

По способу герметизации устья скважины противовыбросовое оборудование различается на:

плашечные превенторы (делятся на трубные и глухие), так же к ним можно отнести превентора со срезающими плашками (у которых в случае ЧП (ГНВП или ОФ) буровая труба перекусывается и зажимается мощными гидравлическими плашками)

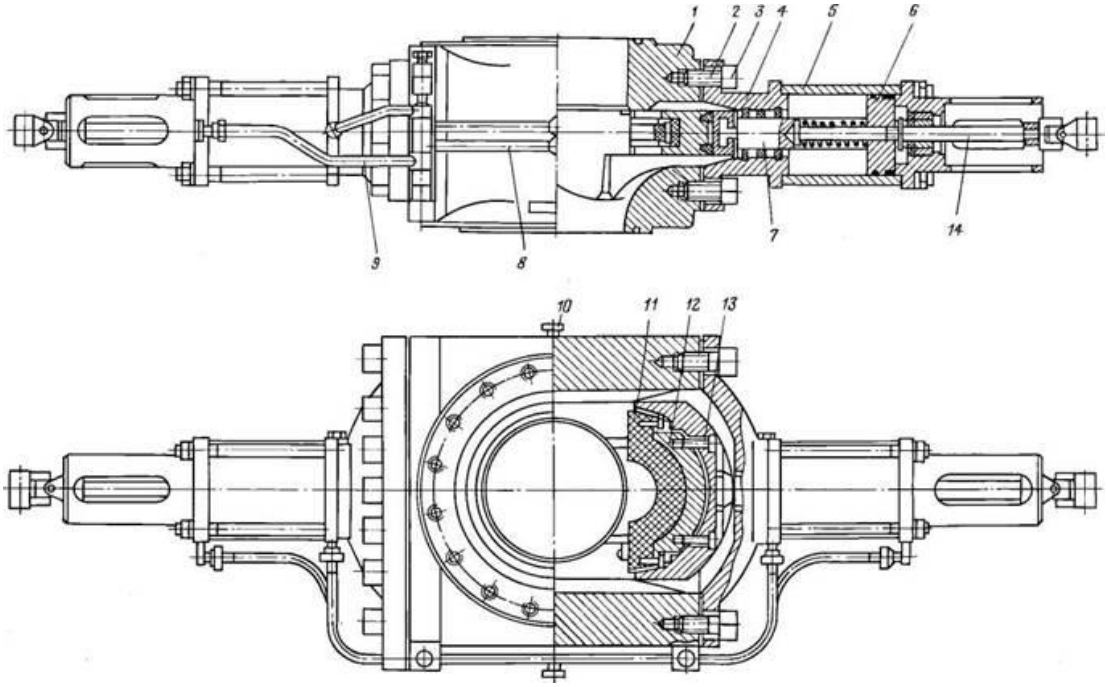


Рисунок 1.1. Плашечный превентор с гидроуправлением ОАО ВЗБТ
1 - корпус; 2 - резиновые прокладки; 3 - винты; 4 - откидные крышки; 5 — гидроцилиндр; 6 — поршень; 7 — шток; 8 — коллектор; 9 — трубо - провод; 10 —паропроводы; 11 — резиновые уплотнения плашек; 12 — сменные вкладыши; 13 —корпус плашки; 14 — фиксирующий винт

- превенторы универсальные (кольцевые) предназначены для перекрытия отверстия в скважине, если в ней находится любая часть бурильной колонны (замок, труба, ведущая труба)

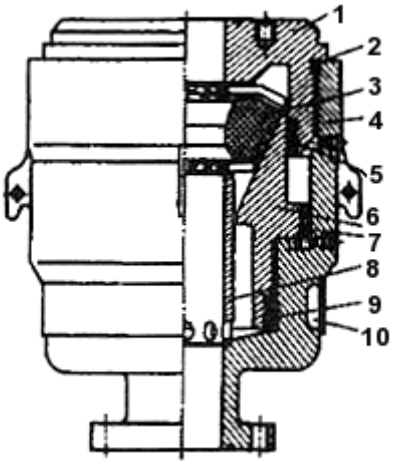


Рисунок 1.2. Превентор универсальный ПУ-1-180×35К

1 — крышка; 2 — уплотнение крышки; 3 — уплотнитель; 4 — корпус; 5, 7, 9 — манжеты; 6 — плунжер; 8 — втулка; 10 — камера обогрева

- превенторы вращающиеся (герметизаторы роторные) предназначены для уплотнения устья скважины с вращающейся в ней трубой или ведущей трубой

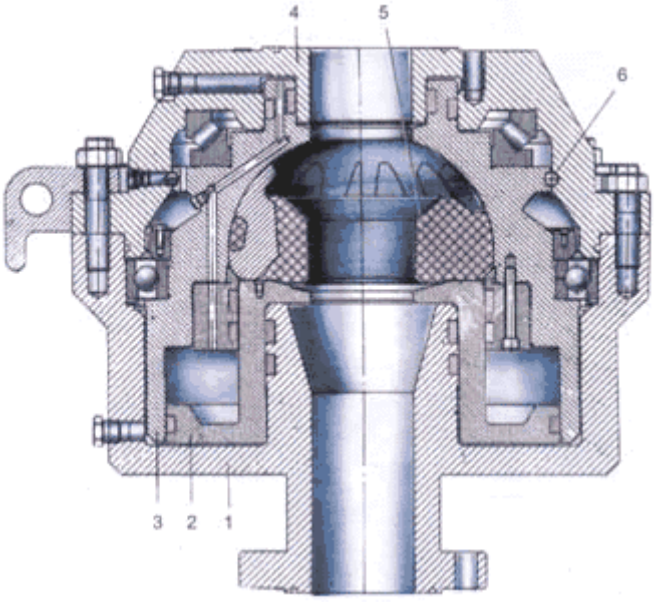


Рисунок 1.3. Превентор универсальный вращающийся
1-корпус; 2-поршень; 3-опора; 4-крышка; 5-уплотнитель; 6-шариковый замок

### 3.4.Заявка на изобретение №: 2241113 «Превентор»

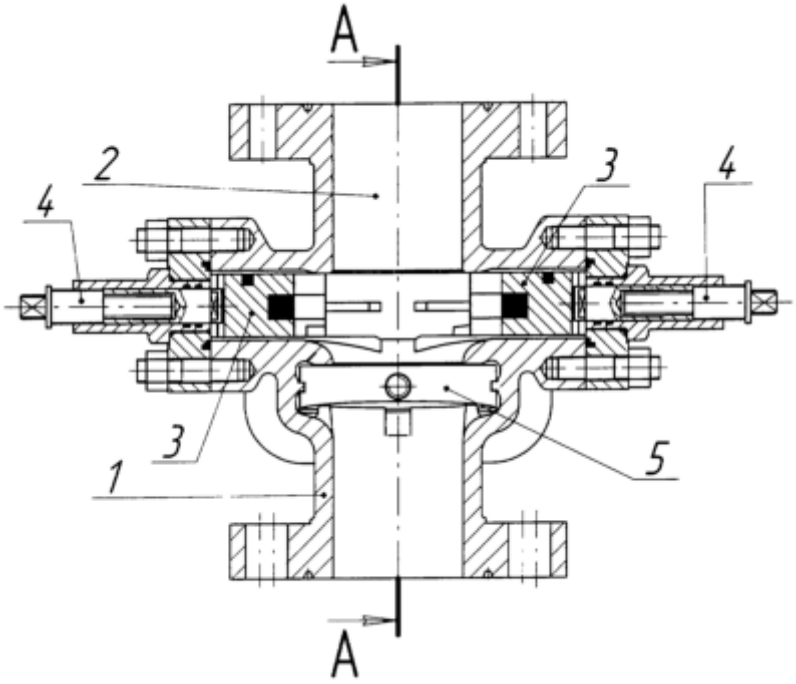


Рисунок 3.4. Превентор
1 – корпус, 2 – осевой канал, 3 – плашки, 4 – привода, 5 – подвижная шиберная пластина

Изобретение относится к типу так называемых «плашечно-шиберных» превенторов, применяемых при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин, и используется для герметизации устья при возникновении аварийной ситуации на скважине, а также при длительном перерыве в работе. Превентор содержит корпус с осевым каналом. В корпусе установлены плашки с приводом и уплотнительными элементами для герметизации труб, спускаемых в скважину через осевой канал в корпусе, и подвижная шиберная пластина с приводом, установленная в корпусе для перекрытия осевого канала при отсутствии труб в скважине. Шиберная пластина установлена в корпусе отдельно от плашек, выполнена с возможностью перпендикулярного перемещения относительно направления перемещения плашек и имеет форму плоского клина, наклонные грани которого находятся в силовом контакте с ответными наклонными гранями корпуса превентора в положении «закрыто». Привод шиберной пластины выполнен в виде двухступенчатого винта, жестко зафиксированного от поступательного движения вдоль оси вращения. Одна ступень винта находится в зацеплении с шиберной пластиной. Другая ступень находится в зацеплении с индикаторной втулкой,

зафиксированной от вращения съемным шипом, расположенным в неподвижном пазу корпуса привода шиберной пластины. Винтовые поверхности двухступенчатого винта имеют одинаковое направление навивки. Техническим результатом является обеспечение более высокого уровня надежности работы превентора.

### 3.5Техническое предложение

Технической задачей, решаемой изобретением (Патент РФ №: 2241113 C1, МПК E21B 33/06, опубликован в 2014 году), является создание превентора с подвижной шиберной пластиной, кинематически не связанной с плашками и имеющей форму плоского клина, наклонные грани которого могут быть приведены принудительно к силовому контакту с ответными поверхностями корпуса превентора при помощи двухступенчатого винта с минимальными линейными габаритами.

Поставленная задача решается тем, что превентор, содержащий корпус с осевым каналом, плашки с приводом и уплотнительными элементами для герметизации труб, спускаемых в скважину через осевой канал в корпусе, и подвижную шиберную пластину с приводом, установленную в корпусе для перекрытия осевого канала при отсутствии труб в скважине, выполнен с таким расчетом, что шиберная пластина установлена в корпусе отдельно от плашек, выполнена с возможностью перпендикулярного перемещения относительно направления перемещения плашек и имеет форму плоского клина, наклонные грани которого находятся в силовом контакте с ответными наклонными гранями корпуса превентора в положении “закрыто”, при этом привод шиберной пластины выполнен в виде двухступенчатого винта, жестко зафиксированного от поступательного движения вдоль оси вращения, одна ступень которого находится в зацеплении с шиберной пластиной, другая ступень находится в зацеплении с индикаторной втулкой, зафиксированной от вращения съемным шипом, расположенным в неподвижном пазу корпуса привода шиберной пластины, а винтовые поверхности двухступенчатого винта имеют одинаковое направление навивки.

# 4. ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

## 4.1 Введение

На буровой главными объектами являются:

- буровая вышка – для поддержании на весу колонны бурильных и обсадных труб, спуска их на заданную глубину, размещения свечей бурильных труб и части оборудования, необходимого для осуществления процесса бурения и спускоподъемных операций;
- буровая площадка – место работы бурильщика и помощников бурильщика;
- силовая установка – для привода ротора, буровой лебедки и др. механизмов;
- насосы и циркуляционная система – для непрерывной циркуляции бурового раствора. В зоне расположения циркуляционной системы устанавливаются емкости и различные механизмы предназначенные для приготовления, очистки и химической обработки бурового раствора.

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной и газовой промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой.

Практика бурения нефтяных и газовых скважин потенциально связана с опасностью возникновения газонефтеводопроявлений и развития их в выбросы – наиболее опасные, трудноликвидируемые, требующие огромных затрат средств и времени, аварии с непредсказуемыми экологическими последствиями.

Характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины, несомненно: вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д.

Большинство производственных процессов идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях.

Технологическим процессам присущи высокие нагрузки. Специфичным является применение громоздкого и тяжелого бурового и эксплуатационного

оборудования, которое приходится часто перемещать при монтаже, ремонте, погрузке, выгрузке и перебазировании.

Раздел «безопасность жизнедеятельности» составлен с учетом правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности разработанных в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. №116ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

## 4.2 Анализ условий труда на проектируемых работах

### 4.2.1 Неблагоприятные природные факторы условий труда

К основным неблагоприятным природным факторам относятся:

- климатические;
- биологические: обилие насекомых (мошка, комары), дикие звери (медведи, волки, лоси);
- географические: заболоченность, большое количество озер.

### 4.2.2 Основные опасные и вредные производственные факторы

Основные опасные и вредные производственные факторы приведены в таблице 6.2.2.1

Таблица 6.2.2.1 - Основные опасные и вредные производственные факторы

| Опасные и вредные производственные факторы | Источники, места и причины возникновения опасных и вредных факторов | Основные средства защиты от вредных и опасных факторов |
|---|---|---|
| Движущиеся и вращающиеся части оборудования | Насосный блок – валы и ремни привода; дизельный блок - валы и ремни привода; стол ротора – вал и барабан лебедки, цепи и валы привода ротора, ротор. | Ограждения, соблюдения правил безопасности |
| Повышенный уровень шума | Работа оборудования и элементов трансмиссии | Наушники |
| Недостаточное освещение рабочих мест | | Переносные фонари |
| Вибрация | Работа оборудования и элементов трансмиссии, вибрация бурильной колонны в процессе бурения. | Рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники, специальная обувь, стельки. наколенники, нагрудники. пояса, специальные костюмы |
| Воздействие выхлопных газов | Работа дизелей | Респираторы, прортивогазы |

4.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ

6.3.1 Организация работ по охране труда

Буровая установка БУ 2500/160 оснащается техническими средствами (приспособлениями и устройствами), позволяющими устранить опасные и трудоёмкие производственные факторы. Необходимо обеспечить рабочий и инженерно – технический персонал необходимой нормативно – технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара буровая обеспечивается первичными средствами пожаротушения и нормативно – технической документацией по пожарной безопасности.

Все работающие на геологоразведочных предприятиях независимо от их профессии образования и стажа работы должны пройти обучение по безопасности труда и проходить инструктаж и проверку знаний (сдачу экзаменов) по безопасности труда в установленном порядке.

Обучение и инструктаж по безопасности труда носит непрерывный многоуровневый характер.

Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверку знаний в целом по предприятию и учебному заведению возлагают на его руководителя, а в подразделениях (цех, участок, лаборатория, мастерская) - на руководителя подразделения.

Своевременность обучения по безопасности труда работников предприятия и учебного заведения контролирует отдел (бюро, инженер) охраны труда или инженерно-технический работник, на которого возложены эти обязанности приказом руководителя предприятия. Обучение безопасности труда следует проводить по учебным программам, составленным на основе типовых программ, разработанных в соответствии с типовым положением о непрерывном профессиональном и экономическом обучении кадров народного хозяйства и согласовывать с отраслевыми профсоюзными органами.

По характеру и времени проведения инструктажи подразделяют на: 1) вводный; 2) первичный на рабочем месте; 3) повторный; 4) внеплановый; 5) целевой.

О проведении вводного инструктажа делают запись в журнале

регистрации.

Инструктажи на предприятии проводит инженер по охране труда по программе, разработанной отделом (бюро, инженером) охраны труда с учетом требований стандартов ССБТ, правил, норм и инструкций по охране труда. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой.

Инструктажи на рабочем месте завершаются проверкой знаний устным опросом или с помощью технических средств обучения, а также проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы. Знания проверяет работник, проводивший инструктаж.

Руководители работ отвечают за обучение рабочих, в том числе:

- предварительное обучение рабочих при приеме на работу;
- профессиональное обучение и знание ТБ;
- инструктивное обучение-проведение работнику инструктажа (вводного на рабочем месте, периодического, внепланового);
- специальное обучение - предопределяет получение особых знаний (проведение работы на высоте, электроустановках, сосудах, работающих под давлением, умение преодолевать водные преграды, работать в охранной зоне воздушных, наземных, подземных коммуникаций).

Контроль знаний проводится либо в устной, либо в письменной форме с выставлением оценки.

Обучение ИТР проводится, как правило, самостоятельно, путем изучения ПТБ при ГРР или других документов. Такое обучение заканчивается экзаменами не реже 1 раза в 3 года, а если полевые условия, то перед выездом на работу.

Руководители работ отвечают за:

- техническое состояние используемого на объекте оборудования, аппаратуры, инструмента;
- ведение и хранение технической документации;
- своевременную поставку, хранение и поддержание в работоспособности средств индивидуальной защиты;
- комплектность и рабочее состояние противопожарных средств;
- своевременное расследование несчастных случаев, аварий и ДТП;
- обучение рабочих умению пользоваться средствами индивидуальной защиты, правилами оказания первой медицинской помощи, пожарной безопасности;

- использование на объекте транспортных средств, складов ГСМ и других средств, необходимых для выполнения работ;
- соблюдение на производстве трудовой дисциплины.
- Основными документами по охране труда на буровой являются:
- технические документы на все оборудование и приборы;
- схема участка работ с указанием расположения объектов работ;
- журнал инструктажа на рабочем месте;
- схема электроснабжения участка или объекта работ;
- инструкции по ПТБ, пожарной безопасности, медицинскому инструктажу;
- текущая документация по испытанию различного оборудования, аппаратуры, инструмента, оборудования (заземлители, проводники и т.п.).
- Специальные документы, используемые при бурении скважины:
- геолого-технический наряд;
- акт приемки буровой в эксплуатацию;
- буровой журнал.
- Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо соблюдать требования и мероприятия, соответствующие:
- нормативам оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации;
- единым нормам техники безопасности на разработку основных видов нефтегазодобывающего оборудования;
- правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

### 4.3.2 Ответственность за нарушение правил безопасности

Руководители и специалисты, виновные в нарушении настоящих Правил, несут личную ответственность независимо от того, привело или не привело это нарушение к аварии или несчастному случаю. Выдача указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и инструкции по охране труда, самовольное возобновление работ, остановленных органами надзора, а также непринятие мер по устранению обнаруженных нарушений являются нарушениями Правил.

Рабочие, не выполняющие требований по технике безопасности, изложенные в инструкциях по безопасным методам работ по их профессиям, привлекаются к ответственности.

В зависимости от тяжести допущенных нарушений и их последствий руководители, специалисты и рабочие привлекаются к дисциплинарной,

административной, материальной или уголовной ответственности в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

### 4.3.3 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих

Все рабочие перед выходом на работу проходят медицинский осмотр, инструктаж по санитарии и гигиене. К работам не допускаются люди, страдающие заболеваниями крови, почек, психическими расстройствами, имеющие травматические повреждения. С целью изучения специальных знаний и овладения методами и приемами первой доврачебной помощи, проводится обучение всех работающих. Медицинское обеспечение включает в себя профилактику травматизма и несчастных случаев, обеспечение путевками санаторно-курортного лечения. Буровая обеспечивается медицинскими аптечками из расчета 5-7 человек на одну аптечку.

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении основных требований, рабочий персонал обеспечивается средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

В соответствии со СНиП-IV-2-01 “Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий” и РД 39-22-719-01 “Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин” при вахтовом методе организации труда буровая оснащается:

- Санитарно–бытовыми помещениями, которые необходимо ежедневно убирать и проветривать;
- Гардеробные, душевые и другие санитарно – бытовые помещения, которые должны периодически дезинфицироваться;
- Помещения для обогрева и отдыха, рабочих, которые необходимо сооружать на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м;
- Помещением с бачком с питьевой водой (предварительно подвергшейся анализу), аптечкой с полным набором медикаментов первой помощи, носилками и мебелью;
- Эмалированными и алюминиевыми бачками для питьевой воды (легко очищаемыми и дезинфицируемыми), снабженными кранами. Крышки бачков должны запираться на замок и закрываться

брезентовым чехлом. Температура питьевой воды должна быть в пределах +8 …+20 $^0$С;

- Туалетами, которые соответствуют санитарным нормам, не загрязняют почву, колодцы и водозаборы;
- Выгребными ямами с устройствами, не допускающими загрязнения почвы.

Список санитарно-бытовых помещений приведен в таблице 6.3.3.1

Таблица 6.3.3.1 – Санитарно-бытовые помещения

| Наименование | Количество |
|---|---|
| Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогревания и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды | 1 |
| Вагон-домик с гардеробной, сушилкой для спецодежды и обуви, душевой кабинкой | 1 |
| Вагон-домики или брусовые дома – общежития для буровой бригады | 5 |
| Банно-прачечный комплекс | 1 |
| Столовая из бруса | 1 |
| Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами | 1 |

Для предупреждения инфекционных заболеваний питьевая вода соответсвует ГОСТ-2874-01, что обеспечивается централизованным водоснабжением. Применение воды разрешается только после кипячения. Суточный расход воды на питьевые нужды одного человека составляет 2-2,5 л. На время полевых работ устанавливается трехкратное питание с промежутками между приемами пищи не более 5-6 часов. Обеспечение продуктами питания предусматривается со складов базы экспедиции.

### 4.4 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты

Для безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний предусматриваются средства индивидуальной защиты (таблица 6.4.1). Средствами индивидуальной защиты оснащаются все помбуры, дизелисты, мастера, персоонал проводящий геофизические работы, трактористы, независимо от выполняемых работ.

Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других средств защиты регламентированы

”Отраслевыми нормами выдачи индивидуальных средств защиты”, а также постановлением Миннефтепрома № 8С-1707 “О нормах выдачи рабочим и служащим теплой спецодежды и спецобуви по климатическим поясам”.

Учитывая наличие паров органических веществ в воздухе рабочей зоны: углеводородов, эфиров, альдегидов в соответствии с каталогом “промышленные противогазы и респираторы” члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания обеспечиваются противогазами марки А (время защитного действия – 120 мин при максимальном содержании вредных веществ в воздухе в диапазоне 24000-26000 мг/м$^3$).

Таблица 6.4.1 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

| Профессия | Средства защиты | Срок носки, мес | Количество | |
|---|---|---|---|---|
| | | | на одного работающего | на весь состав подразделения |
| п/бур | Костюм х/б | 12 | 1 | 56 |
| п/бур | Костюм брезентовый | 12 | 1 | 48 |
| п/бур | Сапоги кирзовые | 12 | 1 | 48 |
| п/бур | Рукавицы брезентовые | 0,5 | 1 | 48 |
| п/бур | Портянки суконные | 3 | 1 | 48 |
| п/бур | Куртка х/б на утеплённой подкладке | 12 | 1 | 60 |
| п/бур | Брюки х/б на утепленной подкладке | 12 | 1 | 60 |
| п/бур | Валенки | 12 | 1 | 60 |
| п/бур | Полушубок | 12 | 1 | 50 |
| п/бур | Шапка – ушанка | 12 | 1 | 50 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| п/бур | Меховые рукавицы | 0,5 | 1 | 50 |
| п/бур | Электрообогрев к-кт «Пингвин» | 24 | 1 | 54 |
| п/бур | Галоши | 12 | 1 | 48 |
| п/бур | Каска | 24 | 1 | 50 |
| п/бур | Шлем с подшлемником | 24 | 1 | 50 |
| Сварщик | Костюм брезентовый с огнеупорной пропиткой | 24 | 1 | 6 |
| Мастер | Костюм х/б с водоотталкивающей пропиткой | 12 | 1 | 2 |
| п/бур | Рукавицы комбинированные | 0,5 | 1 | 12 |
| Бурильщик | Плащ непромокаемый | 24 | 1 | 1 |
| п/бур | Ботинки кожаные | 12 | 1 | 2 |
| п/бур | Сапоги резиновые | 24 | 1 | 10 |
| п/бур | Предохранительный пояс верхового рабочего | 24 | 1 | 4 |
| п/бур | Противогаз с коробкой марки А | 12 | 1 | 8 |

## 4.5 Нормализация санитарно-гигиенических условий труда

### 6.5.1 Микроклиматические условия труда

Микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общие и локальные ощущения теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности. Настоящие работы относятся по тяжести к уровню IIБ.

Климат района - резко континентальный. Самая низкая температура в январе достигает -60 °С, самая высокая в июле +36°С. Средняя температура в январе -30,4°С, в июле +24,9°С. Среднегодовая температура -7°С. Осадков выпадает небольшое количество (478 мм в год), максимальная высота снежного покрова достигает 1,82 м, в среднем 0,6 м.

На основании результатов исследования влияния метеорологических условий на рабочих, разработаны санитарные нормы. В холодный и переходный периоды года при температуре наружного воздуха ниже +10°С температура воздуха в помещениях с незначительными тепловыделениями (20 ккал/м$^3$-ч и менее) допускается в пределах 17-22 °С при легкой работе и 13-18°С - при тяжелой. В помещениях со значительными тепловыделениями (более 20 ккал/м$^3$-ч) в тот же период года допускается температура 17-24 °С при легкой работе, 13-17 °С при тяжелой работе.

### 4.5.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

В процессе работ выделяются следующие вредные пары и газы: окислы азота, акролеин, альдегид масляный, окись углерода, масла минеральные, сероводород, углеводороды, формальдегид, ангидрид сернистый.

Для контроля за содержанием вышеперечисленных веществ в воздухе проводиться отбор проб и сравнение их с ПДК (таблица 6.5.2.1). Отбор проб производится в зоне дыхания. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды проводится по наиболее опасным веществам. При взятии проб руководствоваться следующим временем отбора: для токсичных веществ - 15 минут, для веществ фиброгенного действия - 30 минут.

*Таблица 6.5.2.1 - Предельные концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.*

| Наименование веществ | Формула | ПДК | |
|---|---|---|---|
| | | % по объему | мг/м$^3$ |
| Азота окислы (в пересчете на $NO_2$) | $NO+NO_2$ | 0,00025 | 5 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Акролеин | $CH_2$-CH-C-OH | - | 0,7 |
| Альдегид масляный | - | - | 5 |
| Углерода окись | CO | 0,0016 | 20 |
| Масла минеральные (нефтяные) | - | - | 5 |
| Сероводород | $H_2S$ | 0,00066 | 10 |
| Углеводороды в пересчете на С | - | - | 300 |
| Формальдегид | $CH_2O$ | - | 300 |
| Ангидрид сернистый | $SO_2$ | 0,00035 | 10 |

Концентрация вредных веществ на основных рабочих местах не превышает ПДК.

Загрязнения возникают в основном при выделение паров дизельного топлива на основных рабочих местах, от газов возникающих при сгорании дизтоплива, газа выделяющегося из раствора при вскрытии продуктивного пласта, при приготовллении раствора с использованием мелкодисперсных сыпучих химреагентов (глина, цемент).

Для определения метана в воздухе, применяют переносные электрические газоанализаторы МБ-2, ВЗГ конструкции ВНИИТБ, ПГФ-20КБ Министерства химической промышленности и ГБ-3 Ленинградского института охраны труда ВЦСПС.

Для определения содержания сероводорода в воздухе используется индикатор ВНИИТБ.

При повышенной концентрации углеводородов у работающих возможно раздражение слизистых оболочек и кожи, головная боль. При повышенной концентрации эфиров: раздражение слизистой оболочки верхних дыхательных путей и глаз, поражение печени и почек. При повышенной концентрации альдегидов: сильно раздражает кожу, слизистую оболочку глаз.

### 4.5.3 Освещение производственных помещений

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться “Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности” ВСХ 34-01, а также соблюдать требования СНиП 23.05-95 ,“Инструкции по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий”, “Правилами устройства электроустановок” (ПУЭ-00). Нормы освещенности приведены в таблице 6.5.3.1.

Помещения, имеющие естественное освещение днем и искусственное в темное время суток:

- буровая вышка (естественное и местное комбинированное);
- насосно-компрессорный блок (боковое естественное и местное искусственное);
- ДВС (боковое естественное и местное искусственное);
- склад химических реагентов (боковое естественное и местное искусственное);
- склад ГСМ (верхнее естественное и общее искусственное);
- помещения в поселке (боковое естественное и общее искусственное).

Для улучшения условий видимости и уменьшения ослепляемости, световые приборы на буровых вышках снабжаются жалюзийными насадками или козырьками, экранирующими источниками света или отражателями от бурильщика или верхнего рабочего.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора.

Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование и т. д.) следует применять газозарядные источники света, для подсобных и административных помещений – лампы накаливания или люминесцентные лампы. Для освещения производственных площадок, неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газозарядные источники света.

На буровой освещение обеспечивается во взрыво- и пожаробезопасном исполнении.

В производственных помещениях, в которых прекращение освещения может привести к взрыву или пожару или же недопустимо длительному расстройству технологического процесса, предусматривают аварийное освещение, которое составляет не менее 10 % от общего.

Таблица 6.5.3.1 – Нормы освещенности

| Места освещения | Освещен-ность, лк | Места установки светильников | Число светильников | Мощность светильников, Вт |
|---|---|---|---|---|
| Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки) | 40 | Сбоку от механизмов на высоте 2,2-2,5 м | 2 | 220 |
| Щиты контрольно-измерительных приборов | 50 | Перед приборами | 1 | 100 |
| Полати, площадка для кронблока | 25 | Над полатями и кронблоками на высоте не менее 2 м | 2 | 100 |
| Двигатели, насосы | 25 | Над механизмами на высоте 2,2-2,5 м | 2 | 100 |
| Слесарный верстак | 40 | Над верстаком | 1 | 100 |
| Лестницы, входы в буровую, приемный мост | 10 | | 3-4 | 100 |

### 4.5.4 Шум, вибрация неионизирующего и ионизирующего излучения

В процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, следовательно, в соответствии с требованием ГОСТ 12.1.003-01 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка оснащается коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации. Шум и вибрация возникают в следствии работы дизелей и механизмов трансмисии. Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

- строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;
- регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов;
- после ремонтов обязательно проводить контроль параметров шума и вибрации, не допускать эксплуатацию неисправного бурового

оборудования. Нормы шума и вибрации приведены в таблицах (6.5.4.1 и 6.5.4.2).

Таблица 6.5.4.1 – Уровень звукового давления на буровой

| Уровни звукового давления дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ПДУ для буровых установок, дБ | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 |

Таблица 6.5.4.2 - Предельно допустимые уровни виброскорости

| Вибрация | Направление формирования вибрации | ***Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц*** | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 4 | 8 | 16 | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 |
| Общая | вертикальное (по оси) | 20<br>132 | 7,1<br>123 | 2,5<br>114 | 1,3<br>108 | 1,1<br>107 | 1,1<br>107 | 1,1<br>107 | 1,1<br>107 | - | - |
| Локальная | по каждой оси | - | - | - | 5,0<br>120 | 5,0<br>120 | 3,5<br>117 | 2,5<br>114 | 1,8<br>111 | 1,3<br>108 | 0,9<br>105 |

Замеры уровня шума проведенные в апреле 2005 года, показали, что уровень шума на основных рабочих местах не превышает ПДУ согласно ГОСТ 12.1.003-01, СН 2.2.4/2.1.8 562-96, замер уровня вибрации также удовлетворяет нормативным в соответствии с ГОСТ 12.1.012-01, СН 2.2.4/2.1.8 566-96.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации по методу контакта оператора с вибрирующим объектом подразделяют на СИЗ рук, ног и тела оператора. На буровой предусматривается применение следующих СИЗ от вибрации:

- для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки; наладонники.
- для ног: специальная обувь; стельки (вкладыши); наколенники.
- для тела: нагрудники; пояса; специальные костюмы.

Источники ионизирующего и неионизирующего излучения отсутствуют.

## 4.6 Безопасность производственных процессов

### 6.6.1 Электробезопастность

К основному оборудованию работающему под напряжением 220/380В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

- использование неисправного оборудования;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, не имеющих на это право. Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

- обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);
- управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;
- эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);
- ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;
- работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки;
- держать под напряжением неиспользующиеся электрические сети (за исключением резервных).

Получение электротравм возможно при работе с электрооборудованием в сырую погоду без средств защиты (диэлектрических перчаток, резиновых ковриков и.т.д.), также в помещении буровой при работе с электрораспределительными устройствами и линиями освещения. Безопасность работ может быть обеспечена только при применение следующих средств и методов защиты:

- защитное заземление;

- защитное отключение;

- изоляция токоведущих частей;

- знаки безопасности, средства защиты.

Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается путем применения следующих методов и способов защиты: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения; дополнительные защитные средства (применяются в электроустановках напряжением до 1000 В): диэлектрические галоши, резиновые коврики, изолирующие подставки.

Выбор тех или иных изолирующих средств, для применения при оперативных переключениях или ремонтных работах регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, специальными инструкциями, а также определяется местными условиями на основании требований этих правил и инструкций.

Все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение их в закрытых или открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередачи только в сухую погоду.

### 4.6.2 Обеспечение безопасности производственного оборудования, технических устройств, инструмента

Управление буровой лебедкой осуществляться с пульта бурильщика. Пуск буровых насосов в работу производится с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка - с пульта бурильщика и местного поста управления.

Работы на приемном мосту буровой установки по затаскиванию и выбросу труб, а также работы по обслуживанию (замене) гидравлических блоков буровых насосов механизируются, а управление грузоподъемными механизмами для работы на приемном мосту - дистанционным.

Конструкция вспомогательной лебедки проектируется таким образом, чтобы обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору обеспечивается обзор места работы и перемещение груза

Буровая установка укомплектовывается:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;

- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;

- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10-15% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндровой втулки;

- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14м, шириной - не менее 2 м и стеллажами. Запрещается укладка труб на стеллажах в штабели высотой более 1,25 м;

- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

- успокоителем ходового конца талевого каната;

- системами обогрева рабочих мест;

- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ПКР;

- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией уровня жидкости в них;

- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером.

Конструкция основания буровой вышки предусматривает возможность:

- монтажа превенторной установки на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или части ее;

- установки стола ротора на уровне пола буровой, а также рационального размещения:

- средств автоматизации, механизации и пультов управления;

- обогреваемого подсвечника со стоком раствора;

- воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева;

- механизма крепления неподвижной ветви талевой системы;

- механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте;

- механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей;

- шурфом для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости) утяжеленных бурильных труб;

Вышка оборудуется площадками для обслуживания кронблока и замены бурового шланга. При ручной расстановке свечей вышки оборудуются площадкой верхового рабочего с устройством для его эвакуации в случае возникновения аварийной ситуации. Устройство располагается за пределами вышки и обеспечивает эвакуацию верхового рабочего за пределы внутривышечного пространства.

Вышка оснащается лестницами-стремянками с устройствами инерционного или другого типа, для безопасного подъема и спуска верхового рабочего, или лестницами тоннельного типа с переходными площадками через каждые 6 м, или маршевыми лестницами до рабочей площадки верхового рабочего (балкона) с переходными площадками через каждые 6 м, а выше - лестницей тоннельного типа или лестницей-стремянкой с устройством для безопасного подъема и спуска. Вышки для мобильных установок оборудоваться лестницами тоннельного типа без переходных площадок.

На буровых насосах устанавливаются компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом, с приспособлениями для контроля давления в компенсаторах.

Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам или к основанию насосного блока, а нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами для предотвращения эрозионного износа. Конструкция крепления элементов нагнетательного трубопровода (стояка и т.п.) к металлоконструкциям предусматривает возможность центровки талевой системы по отношению к оси скважины. На соединение фланцев нагнетательного трубопровода устанавливаются съемные металлические хомуты.

Управление исполнительными механизмами и приводом силового блока осуществляется с пульта управления, расположенного компактно с пультами управления другим оборудованием буровой установки (лебедкой, автоматическим ключом и др). Грузоподъемность верхнего привода предусматривается в соответствии с грузоподъемностью буровой установки.

Система противофонтанной арматуры включает не менее двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек оснащается дистанционным управлением с пульта.

В процессе работы контролируются:

- скорость вращения бурильной колонны;

- величина крутящего момента при свинчивании и бурении;

- положение элементов трубного манипулятора;

- положение системы противофонтанной арматуры.

В системе управления автоматическим ключом предусматривается возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка с целью предотвращения случайного включения.

Механические передачи (цепные, карданные, зубчатые и др.), муфты сцепления, шкивы, другие вращающиеся и движущиеся элементы оборудования, а также их выступающие части ограждаются металическими ограждениями, соответствуюищие установленным требованиям.

Пневматическая система буровой установки (трубопроводы, краны, соединения и т.д.) испытывается на заводах-изготовителях на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза. После монтажа на месте производства работ, а также после ремонтных работ пневмосистема испытывается давлением в 1,25 раза превышающее рабочее, но не менее чем на 0,3 МПа.

Буровые насосы оборудуются предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств обеспечивает их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании предусматриваются для исключения возможности загрязнения оборудования и помещения насосной.

Диафрагма, устанавливаемая в предохранительных устройствах насоса, проектируется такой, чтобы обеспечить срабатывание при давлении, превышающем на 10% рабочее давление насоса, соответствующее диаметру установленных цилиндровых втулок.

Обвязка буровых и центробежных насосов низкого давления обеспечивает:

- возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины;

- полный слив жидкости и продувку нагнетательного трубопровода сжатым воздухом.

На нагнетательном трубопроводе насосов устанавливается задвижка с дистанционным управлением, позволяющая пускать буровые насосы без нагрузки с постепенным выводом их на рабочий режим (при контроле за давлением). Выкид от пусковой задвижки осуществляется прямолинейно и надежно закрепляется с уклоном в сторону слива.

Нагнетательные трубопроводы, их детали и арматура после сборки на заводе, а также после ремонта с применением сварки подлежат опрессовке пробным давлением, в остальных случаях давление опрессовки равно рабочему, умноженному на коэффициент запаса прочности. Продолжительность выдержки под давлением составляет не менее 5 мин.

Испытание манифольда буровыми насосами запрещается.

Буровой шланг обматывается мягким стальным канатом диаметром не менее 12,5 мм с петлями через каждые 1,0-1,5 м по всей длине. Концы каната крепятся к вышке и к корпусу вертлюга.

Ходовые и неподвижный концы талевого каната под нагрузкой проектируются таким образом, чтобы касаться элементов вышки.

Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах диаметром не менее 12,5 мм и оборудуются контргрузами, для легкости регулирования высоты. Механизмы уравновешивания машинных ключей ограждаются.

Машинные ключи, кроме рабочих канатов, оснащаются страховыми канатами диаметром не менее 18 мм, которые одними концами крепятся к корпусу ключей, а другими - к основанию вышечного блока или ноге вышки.

Металлический пол люльки верхового рабочего рассчитывается на нагрузку не менее 130 кгс и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения не менее 1 м. Люлька страхуется от падения.

Состояние ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя подъема талевого блока проверяется перед началом работы каждой вахты (смены).

Эксплуатация буровой установки при неустановленных или поврежденных защитных ограждениях запрещается.

## 4.7 Безопасность специальных геологоразведочных работ

### 6.7.1 Буровые работы

Для бурения можно использовать лишь полностью исправленную буровую установку, допустимая грузоподъемность вышки и талевой системы которой превышает максимальную ожидаемую нагрузку в период сооружения данной скважины, а оборудование, оснащение и электрическое освещение соответствует нормам правил безопасности. Вышку необходимо укреплять оттяжками из стального каната, число, диаметр и места, крепления которых проектируются соответствующими технической документации на данную установку. Всё оборудование располагается на буровой площадке так, чтобы была обеспечена возможность удобного и безопасного его обслуживания и ремонта. Оборудование, которое может оказаться под напряжением электрического тока, должно быть надежно заземлено.

В период эксплуатации, состояние бурового оборудования буровой мастер и механик, проверяют не реже одного раза в два месяца, а также перед спуском каждой обсадной колонны, перед началом и окончанием ловильных работ, связанных с расхаживанием колонны труб, после выбросов и открытых фонтанов, после сильного ветра, до начала и после окончания перебазирования буровой установки на новую точку. Не реже одного раза в шесть лет вышка испытывается по утверждённой методике специальной комиссией. Результат осмотра заносят в «Журнал проверки состояния ТБ».

Руководящие и инженерно–технические работники, занимающиеся проектированием, строительством, бурением скважин, не реже одного раза в три года сдают экзамены на знание названных выше правил безопасности и

соответствующих разделов СНиП. К руководству бурением можно допустить только лиц, имеющих специальное образование и право ответственного ведения буровых работ.

Все члены буровой бригады и другие лица, которые будут принимать участие в работе по сооружению или испытанию скважины, обучаются безопасным методам работы по своим профессиям и до начала работы на данной скважине инструктируются как по общим правилам безопасности на предприятии, так и по специальным вопросам техники безопасности и противопожарной техники, связанным с выполнением конкретных видов работ на данной скважине. Каждому рабочему необходимо вручить инструкцию по безопасным приёмам работы по его профессии. Ежегодно знания каждого рабочего проверяет специальная комиссия, назначаемая приказом по предприятию.

Каждый член буровой бригады ежедневно перед началом работы проверяет состояние своего рабочего места и исправность механизмов, инструментов, приборов и приспособлений по технике безопасности и в случае обнаружения неисправностей принимает меры по их устранению. Бурильщик при сдаче вахты на рабочем месте, предупреждает своего сменщика об имеющихся неисправностях оборудования, приборов, инструментов и делает запись в буровом журнале. Если при бурении скважины возможны газонефтепроявления, на устье её устанавливается противовыбросовое оборудование, рабочее давление которого больше максимального, ожидаемого при проявлении.

Количество и типы превенторов, а так же схема обвязки этого оборудования согласуются с местным органом Госгортехнадзора. Управление превенторами предусматривается дистанционным, механизированным и дублировано ручным. Исправность и работоспособность превенторов нужно проверять ежевахтно. До начала бурения такой скважины, необходимо установить ёмкости с запасом

промывочной жидкости в объёме, не менее регламентированного правилами безопасности, а так же ёмкость для самотечного долива промывочной жидкости при подъёме бурильной колонны. В зимний период все емкости, очистные механизмы и противовыбросовое оборудование необходимо обогревать.

Полы вышки, насосного сарая, площадки для приготовления промывочной жидкости, настилы вдоль желобов, площадку у устья скважины под полом буровой и подход к ней в случае загрязнения следует промывать сильной струёй воды, а места, загрязненным маслом или мазутом, засыпать песком или землёй. Вокруг территории, где расположены вышка, буровые насосы, очистная система, оборудование для приготовления промывочной жидкости, ёмкости для хранения её и нефтепродуктов, сооружаются дренажные канавки для отвода сточных и ливневых вод, а вокруг нефтехранилищ – также и земляная обваловка.

На буровой следует иметь аптечку с набором перевязочных средств и медикаментов, необходимых для оказания первой помощи при несчастных случаях. Члены буровой бригады обучаются приёмам оказания первой медицинской помощи.

### 4.7.2 Пожарная безопасность

Оборудование буровой, территории вокруг буровой и работы связанные с бурением проектируются согласно ССБТ “Установки, геологоразведочные буровые”, “Требования пожарной безопасности” ОСТ-41-01-244-01. Буровая оборудуется всеми противопожарными средствами в соответствии с требованиями “Правил пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий”.

Правилами предусматривается:

- назначение на буровой ответственного лица за пожарную безопасность;
- прохождение вновь принимаемым на работу противопожарных инструктажей;
- молнизащита.

Вокруг буровой установки в радиусе 50 м выкашивается трава, а территория очищается от валежника и листьев.

Территория склада ГСМ очищается от сухой травы, пней и сучьев, окружается земляной обваловкой согласно требований. На видном месте устанавливается четкая надпись “ОГНЕОПАСНО”. Цистерны заземляются и окрашиваются в белый цвет.

Не допускается разлив нефтепродуктов на территории участка ведения буровых работ.

Нормы пожарной безопасности для буровых установок указаны в таблице 6.7.2.1.

На территории буровой проектируется необходимое количество единиц пожарной техники (таблица 6.7.2.2).

На буровой установке запрещается:

- курить, применять факел и другие источники открытого огня для освещения и других нужд;
- отогревать замершие трубопроводы и оборудование, а также разогревать в зимнее время емкости с буровым раствором при помощи открытого огня (только паром или горячей водой);

Таблица 6.7.2.1 - Нормы пожарной безопасности буровых установок

| Наименование параметров | Нормы |
|---|---|
| Территория очищенная вокруг буровой в радиусе не менее, м | 50 |
| *Расстояние от буровой установки до (м, не менее):*<br>- мест хранение топлива (дров, угля)<br>- мест хранения ГСМ<br>- площади разведения огня | <br>8<br>50<br>15 |
| Зазор между трубами и горючими конструкциями здания буровой, м (не менее) | 0,15 |
| Размер отверстий в металлической сетке искрогасителя, мм (не более). | 5·5 |
| Кол-во выходов из буровой, не менее | 2 |
| Емкость пожарного ящика для песка, $м^3$ (не менее) | 0,2 |
| Ширина окантовки пожарного щита красной краской, м | 0,02-0,05 |

Таблица 6.7.2.2 - Количество пожарной техники на буровой установке

| Наименование | Количество, шт | Объекты |
|---|---|---|
| **1** | **2** | **3** |
| Огнетушитель химический пенный (ОХП-10) | 2 | Стационарная буровая установка с приводом от ДВС |
| | 2 | Жилой поселок на буровой |
| | 1 | Котельная установка |
| Углекислотный или порошковый (ОП-10, ОУ-5) | 1 | Передвижная электростанция |
| | 1 | Жилой поселок на буровой |
| | 1 | Котельная установка |
| Ящик с песком вместимостью 0,2 $м^2$ и лопатой | 2 | Стационарная буровая установка с приводом от ДВС |
| | 1 | Передвижная электростанция |
| | 2 | Жилой поселок на буровой |
| | 1 | Котельная установка |
| Ящик с песком вместимостью 0,4 $м^2$ и лопатой | 1 | Склад ГСМ |
| **1** | **2** | **3** |
| Комплект шанцевого инструмента | 2 | Стационарная буровая установка с приводом от ДВС |
| | 1 | Передвижная электростанция |
| | 1 | Склад ГСМ |
| | 1 | Жилой поселок на буровой |
| Бочка с водой (250 л) | 1 | Стационарная буровая установка с приводом от ДВС |
| Ведра пожарные | 2 | Стационарная буровая установка с приводом от ДВС |
| | 2 | Склад ГСМ |
| | 2 | Жилой поселок на буровой |
| Войлок, асбестовое полотно или кошма (2×2) $м^2$ | 1 | Передвижная электростанция |
| | 1 | Склад ГСМ |

| | | |
|---|---|---|
| | 1 | Котельная установка |

В местах возможного скопления и выделения паров углеводородов устанавливается контроль за воздушной средой с помощью стандартных или переносных газоанализаторов.

Для создания естественной вентиляции рекомендуется предусмотреть на обшивках рабочей площади и насосного сарая буровой открывающиеся окна, фрамуги и.т.п.

При монтаже буровой установки предусмотреть достаточную естественную вентиляцию под полом буровой с целью уменьшения скопления паров углеводородов.

### 4.7.3 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях

Аварии, возникающие при бурении скважин: выбросы, открытое фонтанирование, падение инструмента (буровых труб и УБТ) при подъеме, разрушение элементов конструкции вышки, обрыв канатов и падение талевого блока, прихват инструмента, пожар на буровой.

Работы по ликвидации аварий проводятся под руководством лица, имеющего право ответственного ведения буровых работ (буровой мастер, инженер по бурению, технический руководитель). Сложные аварии в скважинах ликвидируются по плану, утвержденному главным инженером.

До начала работ по ликвидации аварий буровой мастер и бурильщик обязаны проверить исправность вышки, оборудования, талевой системы, спускоподъемного инструмента и контрольно-измерительной аппаратуры.

При ликвидации аварий связанных с прихватом труб в скважине запрещается создавать нагрузки одновременно лебедкой станка и домкратом (гидравлическими цилиндрами подачи станка). При работе с домкратами обеспечить их правильную установку.

## 4.8 Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа

К наиболее опасным авариям относятся нефтегазовые выбросы и открытое фонтанирование. Для их предупреждения, бурение осуществлять в

строгом соответствии с ГТН и техническим проектом, ЕТП ведения работ при бурении скважины на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, ПВ в НГДП и «Инструкцией по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин».

При спуске колонны 146 мм в превенторе устанавливают плашки диаметром 146 мм. В период ОЗЦ (колонны диаметром 219 и 146 мм) превентор закрыт.

Монтаж буровых установок производить по типовой схеме и обеспечивать ее привязку к рельефу местности, с учетом расположения ПВО по высоте и ширине, беспрепятственное обслуживание, замена и т.д., соблюдением безопасных расстояний от рек, лесов зданий и сооружений.

Буровая установка до начала бурения обеспечивается емкостями с запасной промывочной жидкостью. Установка вакуумных дегазаторов обязательная для газовых и нефтяных скважин с высоким газовым фактором.

Крепление скважин обсадными колоннами с установкой противовыбросового оборудования удовлетворяющими по прочности условиям герметизации устья при открытом фонтанировании и смонтированными в соответствии с типовой схемой. Необходимо постоянно иметь однократный от объема скважин запас промывочной жидкости, который участвует в циркуляции. Кроме того, на скважине держат запас соли, утяжелителя, глинопорошка и химреагентов. Время создания этого запаса и его объем соответствует техническому проекту на строительство скважин и указываться в ГТН и режимно-технологической карте.

Превенторная установка и ее обвязка независимо от состояния и сроков работы, перед установкой и после установки на устье скважины, должны быть опрессованы. Данные опрессовки оформляются актом.

Плашки превентора, установленного на устье скважины, соответствуют диаметру бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров на буровой необходимо иметь опрессованную бурильную трубу под плашки превентора с переводником под бурильный инструмент и окрашенным в белый цвет (полосами).

В зимний период ПВО и его обвязка, а также емкости (амбары) с запасом бурового раствора обогреваются.

Перед вскрытием продуктивных горизонтов на буровой предусматривается в наличии два опрессованных обратных клапана с приспособлением для их открытия, комплект ключей для докрепления фланцевых соединений устьевого оборудования и выкидных трубопроводов, ловильный инструмент, штуцерные задвижки, задвижки высокого давления на манифольде, грязевый шланг, сменные запчасти к буровым насосам, КИП и приборы для замеров параметров промывочной жидкости.

Вскрытие продуктивных горизонтов при соответствии конструкции скважины, исправной обвязки ПВО на устье, способа бурения, производительности и давления насосов, проектов документации, соблюдение заданной механической скорости, разбуривании продуктивных горизонтов, скорости СПО при вскрытии продуктивных горизонтов, периодичности, продолжительности промывок перед подъемом инструмента, постоянном доливе скважины при подъеме бурильного инструмента (в соответствии с объемом поднятия труб) и регистрацией долива в буровом журнале, наличие промывочного переводника в компоновке бурильной колонны и наличии газокаротажной станции с момента забуривания, а также необходимого запаса промывочной жидкости в соответствии с параметрами ГТН и проектной документации.

Буровая обеспечивается Инструкцией по предупреждению аварий при бурении скважины, «Типовым планом по ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов», а также согласованными с ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ планами на вскрытие продуктивных горизонтов, работ по ликвидации аварий (осложнений) при наличии в скважине вскрытых продуктивных горизонтов, графиков круглосуточного дежурства ответственных ИТР, протоколов на изменение конструкции скважины, параметров промывочной жидкости и прочности спускаемых в скважину обсадных труб.

Буровые вахты инструктируются и обучаются мерам, необходимым при газопроявлениях внезапных газонефтяных выбросах из скважины. На буровой составляется аварийное расписание по действию буровых вахт, в случае внезапного нефтегазопроявления и открытого фонтанирования.

Буровой мастер лично не реже одного раза в неделю проверяет работоспособность установленных превенторов и задвижек, результаты проверок заносить в журнал проверки технического состояния оборудования. При прохождении пластов с нефтегазопроявлениями исправность

превенторов и задвижек проверять перед каждым спуском и подъемом бурильного инструмента.

Буровой мастер и ИТР не реже одного раза в декаду, согласно утвержденному графику, проводят учебные тревоги по сигналу «Выброс» с буровыми вахтами, а также инструктажи и практические обучения производственного персонала необходимым приемам и методам предупреждения возникновения и ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов.

На буровой всегда присутствует следующая техническая документация:

- технический паспорт на превенторную установку, фактическая схема обвязки устья скважины, а также чертежи нестандартных элементов обвязки; акты опрессовок обсадных колонн, бурильного инструмента и НКТ, обратных клапанов, ПВО его обвязки колонной головкой, цементного кольца за колонной, запасной бурильной трубы, фонтанной арматуры, прочности, герметичности цементного моста перед перфорацией очередного объекта;
- акт готовности скважины к промыслово-геофизическим исследованиям, вскрытие продуктивных горизонтов и перфорации объекта; протоколы на измерение конструктивных скважин, параметрам промывочной жидкости, прочности обсадных труб, спускаемых в скважину и др.;
- журналы: вахтенный, по технике безопасности для, параметров ПЖ, коллекторский контрольных замеров бурильного инструмента; планы: на вскрытие продуктивных горизонтов по ликвидации аварий, (осложнений) при вскрытых горизонтах, на установку цементных мостов, на испытание продуктивных горизонтов и ИП в процессе бурения, на консервацию скважин и вывод из консервации с обязательным согласованием этих планов с ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ.
- ГТН, режимно-технологическая карта и мероприятия по безаварийной проводке скважины.

В случае открытого фонтанирования скважины необходимо отключить все линии электропередачи; потушить технические и бытовые топки и другие огни, находящиеся поблизости от скважины; закрыть движение на прилегающих к скважине проезжих дорогах; соорудить амбар для приёма конденсата, установить насосы и проложить трубопровод для перекачки конденсата в закрытую ёмкость; вызвать работников пожарной охраны, военизированного отряда и медицинский персонал; устроить вокруг фонтанирующей скважины канавы для стока конденсата, воды и

промывочной жидкости. Доступ к фонтану проектируется со стороны, не занятой амбарами.

Работы у устья по ликвидации открытого фонтана выполняются работниками специальных военизированных отрядов и пожарной части; к этим работам могут быть допущены также специально обученные и проинструктированные рабочие, снабженные необходимыми средствами защиты и соответствующей спецодеждой.

Во всех случаях руководство буровой организации, заранее (не позднее, чем за двое суток до начала работы) ставит в известность руководство ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ, для получения разрешения на проведения в скважинах следующих работ: дальнейшее углубление скважины после обвязки устья, монтажа и опрессовки ПВО; испытание продуктивных горизонтов в процессе бурения с помощью испытателей пластов; разбуривание цементного моста при вскрытом продуктивном горизонте; установку нефтяной, кислотной или водяной ванн при вскрытом продуктивном горизонте; покрытие продуктивного горизонта и перфорацию при испытании первого объекта после обследования скважины специальной комиссией и составления акта готовности; дальнейшее производство работ после устранения нарушений отмеченных в ранее выданных запрещениях.

## 4.9 Охрана окружающей среды

### 6.9.1 Основные источники загрязнения

Основные загрязняющие вещества, их источники по соответствующим этапам представлены в таблице 6.9.1.1

Таблица 4.9.1.1 - Загрязняющие вещества, образующиеся при строительстве скважин и их источники

| Наименование этапов работ | Источники выделения вредных веществ в атмосферу | Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу | Примечания |
|---|---|---|---|
| I. Этап Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.) | Транспорт, спецтехника, дизель-электростанция, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы | Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз.т.), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифферен-цированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды | |
| II. Этап Бурение, крепление | Дизельная электростанция, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар | Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, сероводород, сажа (в пересчете на V2O5) | При использовании бурового оборудования с электроприводом перечень выбрасываемых в атмосферу веществ значительно уменьшится |
| III. Этап Испытание скважины (сжигание газа на факеле) | Сепаратор (факел), дизельная электростанция, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт | Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С) | |
| IV. Этап Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины | Транспорт, дизельная электростанция, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный амбар и т.д. | Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды (диз.т. и бензин), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, сероводород, цемент, пыль (барит) | Выделение сероводорода возможно при консервации и ликвидации скважин в период строительства |

### 6.9.2 Общие природоохранные требования

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 № 362, 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.

### 6.9.3 Охрана почв и поверхностных вод

Для выполнения экологических требований по обеспечению охраны окружающей среды будет организована система сбора, хранения и обезвреживания производственных и бытовых отходов.

Предусматриваются специфические меры безопасности для хранения токсичных буровых шламов и пластовых рассолов. В частности, будут сооружаться специально отведенные площадки для хранения материалов, реагентов, буровых растворов, содержащих токсичные и водорастворимые компоненты. Специальные емкости предусматриваются для сбора и хранения отходов бурения и хозяйственно-бытовых стоков. Отдельно проектируются резервуары для хранения минерализованных пластовых вод на случай их

проявления. Предусматриваются работы по гидроизоляции мест размещения емкостей для хранения материалов, реагентов, бурового раствора, сбора всех видов отходов.

Для предупреждения истощения источников водопотребления будет проведен расчет норм водопотребления и водоотведения. Планируется организовать учет забора свежей воды, определение состава сточных вод и соответствие их качества требованиям к сбросу в водные объекты, канализационные системы, подземные горизонты или на рельеф.

Использование воды для охлаждения механизмов на буровой предусматривается по замкнутой циркуляционной системе. С целью сокращения объемов образования токсичных производственных отходов предусматривается повторное использование части отработанного бурового и избыточного бурового раствора на других скважинах.

Предусматривается строительство прискважинного амбара для сбора, хранения, обезвреживания и захоронения отходов бурения, а также на случай непредвиденных проявлений флюидов. При строительстве, эксплуатации, ликвидации и рекультивации шламового амбара следует руководствоваться "Регламентом на организацию работ по ликвидации и рекультивации шламовых амбаров...". Конструкция амбара выбрана с учётом зависимости от гидрогеологических условий и рельефа местности. Переполнение шламовых амбаров не допускается.

Емкости ГСМ обносятся сплошным валом. Ширина вала по верху - 0,5 м, высота – 1 м, откосы 1:1, расстояние от стенок емкостей до нижней кромки внутренних откосов – 3 м.

Во избежание загрязнения пресноводного комплекса и окружающей среды пластовыми жидкостями и межпластовых перетоков, обеспечить качественное цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора за колонной до устья.

Для сбора аварийных разливов нефти, технологических жидкостей и жидких отходов будут применяться сорбенты (опилки, пеносорбенты, цеолиты и др.), а для окончательной очистки - микробиологические препараты. С целью локализации загрязнения предусмотрены соответствующие технические сооружения.

### 6.9.4 Охрана атмосферы

Качество атмосферного воздуха будет обеспечиваться соблюдением установленных нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу. Для обеспечения поддержания уровня загрязнения атмосферного воздуха в пределах ПДК разработана система мероприятий по соблюдению утвержденных нормативов ПДВ, запланирован отвод отработанных газов от дизелей через гидрозатвор.

В ходе прогноза воздействия на атмосферный воздух провести оценки загрязнения в районе бурения не только при работе в штатном режиме, но и при осложнениях и аварийных ситуациях, возникновении газопроявлений. Контроль состояния воздушной среды осуществляться с применением газосигнализаторов Н-120а, Ес-80Н, А-5100, УГ-2, ГХХ-04, ПТФ-2М, ИВП.

### 6.9.5 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. Цемент для установки цементных мостов и ведения ремонтно-изоляционных работ соответствует геолого-техническим условиям, и обладает коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

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, планировки, 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. Основной и наиболее трудоемкой работой по рекультивации является утилизация отходов бурения (БСБ, ОБР и БШ) и ликвидация шламового амбара. 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, установленного для откачки БСФ в нефтесборную емкость. 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 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 0,5 м с уплотнением.

3. Засыпка минеральным грунтом.

# 5.ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

## 5.1. Подготовительный период и проектирование

Для выполнения задач подготовительного периода предусматривается комплекс камеральных работ, в который входит сбор информации из фондовых материалов, систематизация полученных сведений, составление текстовой части проекта путем написания и ввода в электронные носители информации.

При проектировании рассчитываются затраты времени на составление, рассмотрение и утверждение проекта и сметы.

В целом продолжительность подготовительного периода и проектирования составляет – 2 месяца.

## 5.2 Полевые работы

Главной задачей полевого периода является обеспечение основного объема работ. Для выполнения поставленной задачи проектом запланировано проведение ниже перечисленных видов работ в указанной последовательности.

### 5.2.1 Буровые работы

Проектом предусматриваетсяколонковое бурение 1 скважины объемом 2000п.м стационарной буровой установкой Уралмаш БУ 2500/160. При буровых работах применяется непрерывный режим работы, длительность смены 12 часов. Продолжительность работ 4 месяца.

Расчет затрат времени и труда представлен в таблице 5.1.

Так как проектом предусмотрено бурение одной скважины то количество буровых установок будет равно n=1.

Планируемую скорость бурения скважин определяем исходя из расчетного времени ее проведения и режима производства работ по формуле.5.2:

$$Спл = Q*Тм/Звр \quad (5.1)$$

где Спл- скорость бурения разведочных скважин, м/мес;

Q- проектируемый объем разведочного бурения;

Тм- месячный фонд рабочего времени в днях по установленному режиму работы, дн.

Тм = 102дн

Спл =2000*102/416,22= 490,1п.м/мес.

Списочный состав исполнителей определяем расчетом по формуле 5.2:

Ч = Зтр/(Тэф*0,91), (5.2)

где Ч- среднесписочный состав работающих, чел;

Зтр- затраты труда по нормативам ССН на производство заданного объема основных и сопутствующих работ, чел/дн;

Тэф- эффективный фонд рабочего времени работающего, дн;

0,91- коэффициент, учитывающий неявки по причинам, которые предусмотрены Кодексом законов о труде (очередной и дополнительный отпуск, выполнение государственных и общественных обязанностей, и болезнь).

Тэф = 25,4*4,5=114,3дн

Ч=2422.65/(114,3*0,91) =14 чел.

Проектом предусматривается задействовать 2 бригады по 7 человек в бригаде:

Помощник машиниста буровой установки – 4

Машинист буровой установки – 2

И за каждой бригадой закреплён буровой мастер.

| Вид работ По условиям Проведения | Единицы измерения | Объем | | | Затраты времени (в станко-сменах) | | | | Затраты труда, Чел.дни. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В том числе | | № табл. ССН-92 выпуск | Норма На Единицу | Коэффициент Отклонения От нормальных условий | На весь объем | № табл. ССН-92 Выпуск | Норма На единицу | На весь объем |
| | | | В нормализованных условиях | С отклонением от нормальных условий | | | | | | | |
| Колонковое твердосплавное бурение Ø 190 мм по породам категории: V | М | 50 | | 50 | ССН-5 Табл.10 | 0.1 | 1.1 | 5.5 | ССН-5 Табл.14-15 | ИТР: 0,51 Раб: 2.03 | 13.97 |
| Итого: | | | | | | | | 5.5 | | | 13.97 |
| Колонковое твердосплавное бурение Ø 190 мм по породам категории: V VI | М | 410 | | 340 70 | ССН-5 Табл.9 | 0.095 0.1 | 1.1 | 35.53 7.7 | ССН-5 Табл.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.50 | 143,6 |
| Итого: | | | | 410 | | | | 43.23 | | | 143.6 |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Колонковое твердосплавное бурение Ø 190 мм по породам категории:<br><br>V | М | 1540 | | 1540 | ССН-5 Табл.9 | 0.20 | 1.1 | 338.8 | ССН-5 Табл.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 3 | 1294.2 |
| Итого: | | | | 70 | | | | 338.8 | | | 1294.2 |
| Всего на колонковое бурение: | | 2000 | | | | | | 387.53 | | | 1451,8 |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Вспомогательные работы | | | | | | | | | | | |
| Монтаж, демонтаж, перевозка буровой установки | 1м/д | 1 | | 1 | ССН-5, т.88, стр.5 | 16,25 | - | 16,25 | ССН-5, т.89, стр.5 | 57,11 | 928 |
| Итого на монтаж-демонтаж: | | 1 | 1 | | | | | 16.25 | | | 928 |
| Промывка скважины до Ø 324 на 460 м | 1 промывка | 2 | | 2 | ССН-5, т.64, стр.173 | 0.25 | 1.1 | 0,55 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.5 | 1.8 |
| Промывка скважины: до Ø 178 на 2000 м | 1 промывка | 1 | | 1 | ССН-5, т.64, стр.173 | 1,3 | 1,1 | 1,43 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 3 | 5,4 |
| Итого: | | 3 | | | | | | 1,98 | | | 7.2 |
| Крепление скважины обсадными трубами, интервал 0-50м | 100м | 0.5 | | 0.5 | ССН-5, т.72 | 1.37 | 1.1 | 0.75 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,51 Раб: 2.03 | 1.91 |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Крепление скважины обсадными трубами, интервал 0-460м | 100м | 4,6 | | 4.6 | ССН-5, т.72 | 1.13 | 1.1 | 5.7 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.5 | 19 |
| Итого: | | | | | | | | 5.7 | | | 19 |
| Разбурка диаметром до 324 мм: | На 1 прораб отку | 1 | | 1 | ССН-5, т.72 | 1.71 | 1.1 | 1,8 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.5 | 6,25 |
| Разбурка диаметром до 245 мм: | На 1 прораб отку | 1 | | 1 | ССН-5, т.72 | 1.61 | 1.1 | 1,77 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.5 | 5,9 |
| Итого: | | | | | | | | 3.57 | | | 12.15 |
| Установка пробок с поверхности земли. Диаметр скважины свыше 324 мм, интервал 0-50м | 1 пробка | 1 | | 1 | ССН-5, т.66 | 0.08 | 1.1 | 0,09 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,51 Раб: 2.03 | 0,2 |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Установка пробок с поверхности земли. Диаметр скважин до 324 мм, интервал 0-460м | 1 пробка | 1 | | 1 | ССН-5, т.66 | 0.2 | 1.1 | 0.22 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.50 | 0,73 |
| Итого: | | | | 1 | | | | 0.31 | | | 0,9 |
| Цементирование колонны обсадных труб свыше 132 мм 0-50м | 1 цементирование | 1 | | 1 | ССН-5, т.67 | 0.28 | 1.1 | 0.3 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,51 Раб: 2.03 | 0,8 |
| Цементирование колонны обсадных труб свыше 132 мм 50-460м | 1 цементирование | 1 | | 1 | ССН-5, т.67 | 0.27 | 1.1 | 0.3 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.50 | 1 |
| Цементирование колонны обсадных труб свыше 132 мм 300-2000 | 1 цементирование | 1 | | 1 | ССН-5, т.67 | 0.5 | 1.1 | 0.55 | ССН-5, т.14-15 | ИТР: 0,82 Раб: 2.50 | 1.8 |
| Итого: | | 3 | | | | | | 0,88 | | | 3.6 |
| | | | | | | | | | | | |
| Всего на вспомогательные работы: | | | | | | | | 28,69 | | | 970,85 |
| Всего на разведочное бурение: | | | | | | | | 416,22 | | | 2422.65 |

### 5.2.2 Отбор проб

Опробование полезных ископаемых производиться у скважины параллельно буровым работам. Продолжительность опробования керна буровой скважины 4 месяцеа.

Расчёт затрат времени и труда на производство работ приведен в таблице 5.2.

Опробование будет производиться двумя геологом II категории.

Расчет затрат времени и труда на опробование

Таблица 5.2

| Вид работ по условиям проведения | Ед. измерения | Объем | | | Затраты времени (бр.-см.) | | | | Затраты труда (чел.-дн.) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В н.у. | С откл. От н.у. | № табл. ССН-92, № выпуска | Норма на единицу | Коэф. откл. от н.у. | На весь объем | № табл. ССН-92, № выпуска | Норма на единицу | На весь объем |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Отбор керновых проб машинно-ручным способом. Категории пород: | 100м | | | | | | | | | | |
| V | | 16,4 | | 16,4 | ССН-1, ч.5, табл.29 | 1,63 | 1,5 | 40.1 | ССН-1, ч.5, табл. 30 | 3,1 | 124,31 |
| VI | | 0,6 | | 0,6 | | 1,77 | 1,5 | 1,6 | | | 4.96 |
| **Итого:** | | **17** | | **17** | | | | **41,7** | | | **129,27** |
| **Всего на отбор проб:** | | **17** | | **17** | | | | **41,7** | | | **129,27** |

### 5.2.3 Геологическая документация керна горных пород.

Работы планируются проводить параллельно разведочному бурению. Продолжительность работ 4 месяцев. Геологическая документация заключается в описании керна, извлеченного по всей глубине скважины.

Объем геологической документации скважин составляет 1700п.м.

Расчёт затрат времени и труда на производство работ приведен в таблице 5.3.

Списочный состав исполнителей, занимающихся документацией керна горных пород

Ч =134,9/25,4*8*0,91=1 чел.

Работа по документации керна будет выполняться геологом.

Расчёт затрат времени и труда на проведение геологической документации Таблица 5.3

| Вид работ по условиям проведения | Единица измерения | Объем | | | Затраты времени (смена) | | | | Затраты труда (чел.-см.) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В н.у. | С отклонением от н.у. | № таблицы ССН-92, № выпуска | Норма на единицу | Коэффициент отклонения от н.у. | На весь объем | № таблицы ССН-92, № выпуска | Норма на единицу | На весь объем |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Геологическая документация керна горных пород у буровой скважины. Категория сложности геологического изучения объекта 6. | 100 м | 17 | 17 | - | ССН-1, ч.1, табл. 31, стр.1, гр.7 | 3,94 | - | 66,98 | ССН-1, ч.1, п.79 | 2,14 | 143,3 |
| **Итого:** | | **17** | **17** | | | | | 66,98 | | | 143,3 |
| **Всего на геологическую документацию:** | | **17** | **17** | | | | | 66,98 | | | 143,3 |

### 5.2.4 Геофизические исследования скважины

Для решения поставленных задач предполагается применить комплекс ГИС,включавший методы:

- гамма-каротажа (ГК);
- вызванных потенциалов (ВК);
- магнитной восприимчивости (КМВ);
- кавернометрии (КМ);
- инклинометрии (ИК).

Геофизических исследования будут выполняться 2 геофизическими отрядами в составе 2-х человек.

Затраты время и труда расчитаны в таблице 5.4

Расчёт затрат времени и труда на проведение ГИС

Таблица 5.4

| Вид работ по условиям проведения | Единица измерения | Объем | | | Затраты времени (отр.-смена) | | | | Затраты труда (чел.-дн.) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В н.у. | С отклонением от н.у. | № таблицы ССН-92, № выпуска | Норма на единицу | Коэффициент отклонения от н.у. | На весь объем | № таблицы ССН-92, № выпуска | Норма на единицу | На весь объем |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Основной коплекс | | | | | | | | | | | |
| Один зонд КС, ГК, кавернометрия, инклинометрия через 20-25м | 1000 м | 2 | - | 2 | ССН-3, ч.5, табл. 7, стр.19, гр.3 | 1,29 | 0,131 | 0,34 | ССН-3, ч.5, табл. 20;21. | 5,85 | 1,99 |
| **Итого:** | | **2** | | **2** | | | | **0,34** | | | **1,99** |

Продолжение таблицы 5.4

| Дополнительные методы и виды работ | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Термометрия скважины | 1000 м | 2 | 2 | - | ССН-3, ч.5, табл. 7, стр.9, гр.12 | 0,14 | - | 0,28 | ССН-3, ч.5, табл. 20;21 | 5,85 | 1,64 |
| Резистивиметрия | 1000 м | 2 | 2 | - | ССН-3, ч.5, табл. 7, стр.19, гр.7 | 0,17 | - | 0,34 | ССН-3, ч.5, табл. 20;21 | 5,85 | 1,99 |
| Итого: | | 2 | 2 | | | | | 0,62 | | | 3,63 |
| Всего на ГИС: | | | | | | | | 0,96 | | | 5,62 |

Продолжение таблицы 5.4

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Сейсмокаротаж – вертикальное сейсмопрофилирование (СК-ВСП) | 100 м | 20 | - | 20 | ССН-3, ч.6, табл. 8, стр.20, гр.1 | 0,070 | 0,131 | 0,48 | ССН-3, ч.6, табл. 32;33. | 8 | 3,84 |
| **Итого:** | | **20** | | **20** | | | | **0,48** | | | **3,84** |
| **Всего на Сейсмокаротаж ВСП:** | | | | | | | | **0,48** | | | **3,84** |

### 5.2.5Топографо-геодезические работы

Целевым назначением проектируемых топографо-геодезических работ является вынос в натуру буровой скважины и ее планово-высотная привязка. Все топографо-геодезические работы будут проведены с требованиями Инструкции по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ. М., 1996, Инструкцией по развитию съемочного обоснования и съемке ситуации и рельефа с применением глобальных навигационных спутниковых ГЛОНАСС и GPS систем. М., 2002.

Продолжительность работ 1 месяц.

Затраты времени и труда на проведение топографо-геодезических работ приведены в таблице 5.6.

Списочный состав исполнителей определяем расчетом по формуле:

$$Т_{реж} = 25,4*1 = 25,4дн$$

$$Ч = 63,65/(25,4*0,91) = 3 = 1 отряд.$$

На топографо-геодезические работы будутзадействованы:

- Техник-геодезист II категории

- Замерщик - 2

Расчет затрат времени и труда на проведение топографо-геодезических работ

Таблица 5.5

| Виды работ | Единица измерения | Объем | | | Затраты времени (бр.-дн.) | | | | Затраты труда (чел.-дн.) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В том числе | | Номер таблицы ССН-92, номер выпуска | Норма на единицу | Коэф. Откл от н.у. | На весь объем | Номер таблици ССН-92, номер выпуска | Норма на единицу | На весь объем |
| | | | В н.у | С отклонением от н.у | | | | | | | |
| Аналитическая привязка точки геологоразведочного наблюдения способом засечек с передачей высот тригонометрическим нивелированием до 500 м. | точка | 1 | 1 | - | ССН-9, табл. 50, стр.107 | 0,11 | - | 0,11 | ССН-9, табл. 51, стр.108 | 0,36 | 0,12 |

### 5.2.6 Лабораторные исследования

Для решения поставленных задач предполагается применить следующие лабораторные исследования: установление возраста стратиграфических комплексов, петрофизические исследования для интерпретации ГИС и геолого-геофизического моделирования (исследование физических свойств горных пород, минералого-петрографические исследования.

Выполнение аналитических исследований керна предусматривается по договору в АО «СНИИГГиМС»

### 5.2.7 Организация и ликвидация полевых работ

Продолжительность периодов организации и ликвидации полевых работ – по 1 месяцу.

Период организации предшествует полевым работам. В это время осуществляется укомплектование партии инженерно-техническим персоналом, подбираются: необходимая аппаратура, оборудование, транспортные средства.

Ликвидация полевых работ выполняется вследствие завершения и включает мероприятия по демонтажу машин и оборудования, вывозу проб, перегонке техники, мероприятий по охране недр и окружающей среды. Жилые сооружения перевозятся на другой участок.

Затраты на организацию и ликвидацию полевых работ определяются в процентном отношении от сметной стоимости полевых работ и составляют 2 % на организацию, 1,6 % - на ликвидацию (т. к. район работ относится к местностям, приравненных к Крайнему Северу).

### 5.2.8 Камеральные работы

Камеральные работы проводятся с целью обобщения всех материалов, полученных в результате проведения геологоразведочных работ. Камеральная обработка полевых материалов проводится после проведения полного оформления полученного материала и составления геологического отчёта. Продолжительность камеральных работ - 2 месяца. Состав исполнителей и сметная стоимость на работы этого вида приведены в СМ-6.

### 5.2.9 Транспортировка грузов и персонала

Расстояние перевозки по автозимнику в таежной местности, от с.Богучан (базы) до участка составит 381 км.

Перевозка бурового агрегата будет производиться одним блочно в условиях бездорожья буксировкой тракторным транспортом.

Совместно с буровым агрегатом тракторным транспортом на базу экспедиции будет вывезен вахтовый поселок.

### 5.2.10 Календарный план выполнения геологического задания

На основании технико-экономических показателей (ТЭП), продолжительности производства проектируемых работ и возможного совмещения их во времени составляется календарный план выполнения геологического задания (табл 5.6).

**Календарный план выполнения геологического задания** **Таблица 5.7**

| | 2018 год | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Месяцы | | | | | | | | | |
| | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь |
| 1.Проектирование | **X** | **X** | | | | | | | | |
| 2.Организация работ | | | **X** | | | | | | | |
| 3.Полевые работы: | | | | | | | | | | |
| 3.1. Топографо-геодезические работы | | | | **X** | | | | | | |
| 3.2. Буровые работы; | | | | | **X** | **X** | **X** | **X** | | |
| 3.3. Опробование; | | | | | **X** | **X** | **X** | **X** | | |
| 3.4. Геологическая документация. | | | | | **X** | **X** | **X** | **X** | **X** | |
| 3.5. Лабораторные работы | | | | | | | | | **X** | |
| 3.7 Геофизические исследования | | | | | | | **X** | **X** | | |
| 4. Ликвидация полевых работ | | | | | | | | | **X** | |
| 5.Камеральные работы | | | | | | | | | X | X |
| 6.Транспортировка персонала и грузов | | | **X** | **X** | **X** | **X** | **X** | **X** | **X** | |

## 5.3СМЕТНАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

В сметно–финансовых расчетах принимаем следующие показатели:

– районный к заработной плате – 1,7;

– транспортно–заготовительных расходов к материальным затратам – 1;

– транспортно–заготовительных расходов к амортизации – 1.

Уровень накладных расходов – 9 %.

Плановые накопления – 5 %.

Транспортировка грузов и персонала – 20 % от сметной стоимости полевых работ.

Полевое довольствие – 3% от сметной стоимости полевых работ.

Доплаты – 27 % от сетной стоимости работ по объекту собственными силами.

Резерв на непредусмотренные работы и затраты – 6 % от сметной стоимости работ по объекту.

Норма на организацию полевых работ – 2 % от сметной стоимости полевых работ.

Норма на ликвидацию полевых работ – 1,6 % от сметной стоимости полевых работ.

Индексы на первый квартал 2017 г к видам работ приведены в таблице 5.8

Индексы по видам работТаблица 5.6

| Вид работ | Индекс |
|---|---|
| Проектирование | 2,286 |
| Бурение | 1,572 |
| Опробование (отбор проб) | 1,296 |
| Топографо–геодезические | 1,613 |
| Геофизические работы | 1,783 |
| Геологическая документация | 1,649 |
| Камеральные работы | 2,302 |

Сметная стоимость проектируемых работ представлена в приложении А.

Приложение А

**Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации**

Предприятие «Новогео»

Партия (экспедиция) Партия буровых работ (ПБР)

Фамилия, имя, отчество начальника партии (экспедиции) Петров А.А.

Направление работ и полезное ископаемое

(объект и содержание строительных работ) изучение полеозойских отложений на участке ЮТМ

Смету утверждаю:

В сумме тыс. руб.

_____ подпись « 12 » января 2016 г.

**СМЕТА**

На проведениедоразведочных работ _____

к проекту, утвержденному «1» мая 2016г._____

по объекту_____

Начало работ Апрель 2016 г. окончание работ декабрь 2017 г.

Смету составил:Б.М Ахмедов(подпись, инициалы, фамилия)

Смету проверил: С.Ф. Богдановская(подпись, инициалы, фамилия)

Начальник партии

(экспедиции): Е.В. Семибратенко(подпись, инициалы, фамилия)

Главный геолог партии

(экспедиции):С.Г. Годовицкий(подпись, инициалы, фамилия)

## ОБЩАЯ СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Форма СМ 1

| Наименование работ и затрат | Единица измерения | Объём работ | Единичная сметная расценка | Полная сметная стоимость, руб |
|---|---|---|---|---|
| **I Основные расходы** | руб | | | 32580838,49 |
| А Собственно ГРР | руб | | | 27541074,4 |
| 1. Проектирование | мес | 2 | 353383,35 | 706766,7 |
| 2. Полевые работы-всего | руб | | | 25198820,46 |
| В том числе по видам, методам | | | | |
| 2.1 Работы геологического содержания | | | | 480414,8 |
| Геологическая документация | 100 м | 17 | 14129,84706 | 240207,4 |
| Опробование (отбор), в т.ч.: | | | | |
| керновое | 100 м | 17 | 14129,84706 | 240207,4 |
| 2.3 Геофизические работы | 1000 м | 2 | 19223,3 | 38446,6 |
| 2.4 Буровые работы | м | 2000 | 12339,72118 | 24679442,36 |
| 2.5 Топографо-геодезические работы | точка | 1 | - | 516,7 |
| 3. Организация и ликвидация полевых работ | | | | 907157,5366 |
| 3.1 Организация полевых работ(2%) | руб | | | 503976,4092 |
| 3.2 Ликвидация полевых работ (1,6%) | руб | | | 403181,1274 |
| 4. Камеральные работы | мес | 2 | 364164,85 | 728329,7 |
| Б Сопутствующие работы и затраты | руб | | | 5039764,092 |
| Транспортировка грузов и персонала (20%) | руб | | | 5039764,092 |
| **II Накладные расходы (9%)** | руб | | | 2932275,464 |
| **III Плановые накопления (5%)** | руб | | | 1775655,698 |
| **IV Компенсированные затраты:** | руб | | | 11186630,9 |
| 1. Полевое довольствие(3%) | руб | | | 1118663,09 |
| 2. Доплаты и компенсации (27%) | руб | | | 10067967,81 |
| **V Подрядные работы (20%):** | руб | | | 5039764,092 |
| **VI Резерв на непредвиденные работы и затраты(6%)** | | | | 2237326,179 |
| **ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:** | **руб** | | | **55752490,82** |

Форма СМ 5

Основные расходы на расчётную единицу работ

Геологическая документация

руб./мес.

по СНОР-93, выпуск 1 часть 1

Поправочные коэффициенты:

- к затратам на оплату труда (районный): 1,7
- к материальным затратам (ТЗР): 1
- к амортизации (ТЗР): 1
- индекс: 1,649

| Статьи затрат | геологическая документация | |
|---|---|---|
| | СНОР-1 часть 1 Табл.5 | С учетом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 21067 | 35813,9 |
| Отчисления на социальные нужды | 8216 | 13967,2 |
| Материальные затраты | 5459 | 5459 |
| Амортизация | - | |
| Всего основных расходов | 34742 | 55240,1 |
| Итого на весь объем | | 145668,57 |
| Всего с коэф. индексации | | 240207,4 |

Итого на геологическую документацию составят: 240207,4руб.

Форма СМ 5

Основные расходы на расчётную единицу работ

Топографо-геодезические работы

руб./бр.-мес.

по СНОР-94, выпуск 9

Поправочные коэффициенты:

- к затратам на оплату труда (районный): 1,7

- к материальным затратам (ТЗР): 1

- к амортизации (ТЗР): 1

- индекс: 1,613

| Показатели норм | Разбивочно-привязочные работы | |
|---|---|---|
| | СНОР-9 табл.3, гр55. | С учетом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 28880 | 49096 |
| Отчисления на соц. нужды | 11252 | 191284 |
| Материальные затраты | 4750 | 4750 |
| Амортизация | 991 | 991 |
| Итого основных расходов | 45873 | 739654,4 |
| Итого на весь объём | | 320,32 |
| Всего с коэф. индексации | | 516,7 |

Итого расходы на топографо-геодезические работы составляет:516,7 руб.

Форма СМ 5

Основные расходы на расчётную единицу работ

Буровые работы

руб./ст.-см.

по СНОР-94, выпуск 5

Поправочные коэффициенты:

- к затратам на оплату труда (районный): 1,7

- к материальным затратам (ТЗР): 1

- к амортизации (ТЗР): 1

- индекс: 1,572

| Статьи расхода | Колонковое бурение | |
|---|---|---|
| | СНОР 5, табл.6, строка 30 | с учётом коэффициента. |
| Затраты на оплату труда | 3382 | 5749,4 |
| Отчисления на соц.нужды | 1468 | 2495,6 |
| Материальные затраты | 21176 | 21176 |
| Амортизация | 2618 | 2618 |
| Итого основных расходов (на 1 ст.-см.) | 28644 | 32039 |
| Всего на весь объём работ | | 12416073,7 |
| Всего с коэф. индексации | | 19518057,9 |

| Показатели норм | Вспомогательные работы | |
|---|---|---|
| | СНОР 5, табл.6 | С учетом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 3382 | 5749,4 |
| Отчисления на соц. нужды | 1468 | 2495,6 |
| Материальные затраты | 21176 | 10588 |
| Амортизация | 2618 | 2618 |
| Итого основных расходов | 28644 | 32039 |
| Итого на весь объём | | 275855,8 |
| Всего с коэф. индексации | | 433645,3 |

| Показатели норм | Монтаж-демонтаж, перемещение до 1 км. | |
|---|---|---|
| | СНОР-5 табл.19 стр.15 | С учетом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 28554 | 48541,8 |
| Отчисления на соц. нужды | 11159 | 18970,3 |
| Материальные затраты | 25819 | 25819 |
| Амортизация | 36719 | 36719 |
| Итого основных расходов | 102251 | 130050,1 |
| Итого на весь объём | | 2113314,1 |
| Всего с коэф. индексации | | 3322129,8 |

| Показатели норм | Бескерновое бурение | |
|---|---|---|
| | СНОР-5 табл.13 стр.1 | С учетом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 2183 | 3711,1 |
| Отчисления на соц. нужды | 860 | 1462 |
| Материальные затраты | 6558 | 6558 |
| Амортизация | 1475 | 1475 |
| Итого основных расходов | 11076 | 13206,1 |
| Итого на весь объём | | 47145,8 |
| Всего с коэф. индексации | | 74113,2 |

| Статьи расхода | Зимнее удорожание бурения | |
|---|---|---|
| | СНОР-5 табл.42, стр.4 | с учётом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 301 | 511,7 |
| Отчисления на социальные нужды | 118 | 200,6 |
| Материальные затраты | 1303 | 1303 |
| Амортизация | 20 | 20 |
| Итого (на 1 ст.-см.) | 1742 | 2035,3 |
| Всего на весь объём | | 847007,7 |
| Всего с коэф. индек. | | 1331496,1 |

Итого на бурение: 24679442,36 руб.

Форма СМ 5

Основные расходы на расчётную единицу работ

Опробование

руб./бр.-мес.

по СНОР-93, выпуск 1 часть 5

Поправочные коэффициенты:

- к затратам на оплату труда (районный): 1,7

- к материальным затратам (ТЗР): 1

- к амортизации (ТЗР): 1

- индекс: 1,296

| Статьи затрат | Нормы затрат, Керновое опробование СНОР-1 часть 5 табл.1, стр.29 | Затраты с поправочным коэффициентом, бр.-мес |
|---|---|---|
| 1. Затраты на оплату труда | 26501 | 45051,7 |
| 2. Отчисления на социальные нужды | 10336 | 17571,2 |
| 3. Материальные затраты | 41642 | 41642 |
| 4. Амортизация | 3375 | 3375 |
| Итого основных расходов | 81854 | 107639,9 |
| Итого основных расходов на весь объем работ | | 176715,9 |
| Всего с коэф. индексации | | 229023,8 |

Итого расходы на опробование составят: 229023,8 руб.

Форма СМ 5

Основные расходы на расчётную единицу работ

ГИС

руб./бр.-мес.

по СНОР-93, выпуск 3 часть 6

Поправочные коэффициенты:

- к затратам на оплату труда (районный): 1,7

- к материальным затратам (ТЗР): 1

- к амортизации (ТЗР): 1

- индекс: 1,783

| Статьи расхода | Геофизические иследования | |
|---|---|---|
| | СНОР-3 табл.1, стр.1 | с учётом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 53064 | 90208,8 |
| Отчисления на социальные нужды | 20666 | 35132,2 |
| Материальные затраты | 97273 | 97273 |
| Амортизация | 109470 | 109470 |
| Итого | 280473 | 332084 |
| Всего на весь объём | | 12551,2 |
| Всего с коэф. индек. | | 22378,8 |

| Статьи расхода | Сейсмокаратаж | |
|---|---|---|
| | СНОР-3<br>табл.2, стр.8 | с учётом коэффициента |
| Затраты на оплату труда | 79296 | 134803,2 |
| Отчисления на социальные нужды | 33278 | 56572,6 |
| Материальные затраты | 201006 | 201006 |
| Амортизация | 84486 | 84486 |
| Итого | 398066 | 476867,8 |
| Всего на весь объём | | 9011,7 |
| Всего с коэф. индек. | | 16067,8 |

Всего на геофизические работы: 38446,6 руб.

Форма СМ 6

# РАСЧЕТ

## Основных расходов на проектирование

Продолжительность работ: 2 месяц

Поправочные коэффициенты:

- К затратам на оплату труда (районный): 1,7

- К материальным затратам (ТЗР): 1

- Индекс: 2,286

| Статьи расходов | Сметная стоимость, руб | |
|---|---|---|
| | Расчетной единицы | Объема работ с учетом поправочного коэффициента |
| Основная заработная плата:<br>главный геолог<br>геолог<br>техник- геолог<br>экономист | 51 400<br>17 500<br>13 700<br>10 700<br>9 500 | 87380 |
| Дополнительная заработанная плата (7,9%) | 4 060,6 | 6903,02 |
| Отчисления на социальные нужды (38,5%) | 21 352,3 | 36298,9 |
| Материалы (5%) | 3840,6 | 3840,6 |
| Услуги (15%) | - | 20163,4 |
| **Итого основных расходов:** | | 154485,9 |
| Итого с учетом коэффициента | | 353383,4 |
| **Всего** | | 706766,7 |

Форма СМ 6

# РАСЧЕТ

## Основных расходов на камеральные работы

Продолжительность работ: 2 месяц

Поправочные коэффициенты:

- К затратам на оплату труда (районный): 1,7
- К материальным затратам (ТЗР): 1
- Индекс: 2.302

| Статьи расходов | Сметная стоимость, руб | |
|---|---|---|
| | Расчетной единицы | Объема работ с учетом поправочного коэффициента |
| Основная заработная плата:<br>гланый геолог<br>геолог<br>техник- геолог<br>техник- геолог | 52 600<br>17 500<br>13 700<br>10 700<br>10 700 | 89420 |
| Дополнительная заработанная плата (7,9%) | 4155,4 | 7064,18 |
| Отчисления на социальные нужды (38,5%) | 21 850,8 | 37146,4 |
| Материалы (5%) | 3930,3 | 3930,3 |
| Услуги (15%) | - | 20634,1 |
| Итого основных расходов: | | 158194,98 |
| Итого с учетом коэффициента | | 364164,8 |
| Всего: | | **728329,7** |

Технико-экономические показатели работ

| Наименование показателей | Величина показателя |
|---|---|
| 1. Сметная стоимость геологического задания, руб. | 55752490,82 |
| 2. Проектируемые работы по видам: | |
| Буровые работы, п.м | 2000 |
| Опробование горных пород, в том числе: | |
| Керновое опробование,100 м | 17 |
| Геофизические работы,1000 м | 2 |
| Топографогеодезические работы, точка | 1 |
| Геологическая документация,100 м | 17 |
| 3.Сметная стоимость единицы работ по видам: | |
| Разведочное бурение,руб/п.м | 14122,8 |
| Керновое опробование,руб/100м | 16171,6 |
| Топограф геодезические, руб/т | 591,4 |
| Геологическая документация, руб/100м | 16129,84 |
| Геофизические работы | 22001,06 |
| 4.Численность работающих, чел. | 29 |
| 5.Среднегодовая выработка на одного работающего, руб./чел. | 1298898,3 |
| 6.Скорость бурения геологоразведочных скважин, м/мес. | 490 |
| 7.Количесвто используемого оборудования, ед. | |
| Буровая установка БУ-2500 | 1 |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной задачей проекта являетсяизучение геологического разреза полеозойских отложений с определением литолого-стратиграфических характеристик и скоростных параметров разреза. В геолого-методической части проекта рассмотрены особенности геологического строения участка.

В специальной части проекта было предложено решение задачи усовершенствование характеристик противовыбросового оборудования.

В производственной части обоснован комплекс работ для решения поставленных проектом задач. Для проведения до разведочных работ на месторождении были запроектированы следующие виды работ: геологическая документация, опробование (керновое), разведочное бурение, топографо-геодезические, лабораторные и камеральные работы.

В экономической части определены затраты времени и труда на проектируемые работы и рассчитана сметная стоимость работ. Срок выполнения работ по проекту 11 месяцев. Затраты на проведение работ составили 55752490,82 руб.