

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| |
|---|
| Тема работы |
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2400 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) |

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2400)(571.16)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|-------------------------------|---------|------------|
| 3-2Б62Т | Худяков Николай Александрович | | 01.06.2020 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н. | | 03.06.2020 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 01.06.2020 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. | | 01.06.2020 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | – | | 05.06.2020 |

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество |
|---------|-------------------------------|
| 3-2Б62Т | Худяков Николай Александрович |

Тема работы:

| | |
|---|--------------------------|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 59-116/с от 28.02.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 03.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томской области). |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников |

| | |
|--|---------------------------------------|
| Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i> | 1. ГТН (геолого-технический наряд) |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i> | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна |
| Социальная ответственность | Ассистент, Сечин Андрей Александрович |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке: | |
| 1. Горно-геологические условия бурения скважины | |
| 2. Технологическая часть проекта | |
| 3. Долота с алмазными вставками Stinger | |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| 5. Социальная ответственность | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н. | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|-------------------------------|---------|------------|
| 3-2Б62Т | Худяков Николай Александрович | | 02.03.2020 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 16.03.2020 | 1. Горно-геологические условия бурения скважины | 5 |
| 03.04.2020 | 2. Технологическая часть проекта | 40 |
| 24.04.2020 | 3. Долота с алмазными вставками Stinger | 15 |
| 12.05.2020 | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15 |
| 19.05.2020 | 5. Социальная ответственность | 15 |
| 29.05.2020 | 6. Предварительная защита | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н. | | 03.06.2020 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | — | | 05.06.2020 |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б62Т | Худяков Николай Александрович |

| | | | |
|----------------------------|--------------------|----------------------------------|--|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | 1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины. |
| 2. Планирование и формирование бюджета НТИ | 1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ. |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ | 2. Расчет сметной стоимости строительства скважины. |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 29.02.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б62Т | Худяков Николай Александрович | | 29.02.2020 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

| | |
|---------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б62Т | Худяков Николай Александрович |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|--|
| Школа | ИШПР | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/Специальность | Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

| | |
|---|--|
| Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2400 метров на нефтяном месторождении (Томская область) |
|---|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | <p>1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности</p> <p>1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ)</p> <p>1.3 ТК РФ глава 47</p> |
| <p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <p>2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; <p>работы на высоте.</p> |
| <p>3. Экологическая безопасность:</p> | <p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p> |

| | |
|--|--|
| | |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p> |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н | | 29.02.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|-------------------------------|---------|------------|
| 3-2Б62Г | Худяков Николай Александрович | | 29.02.2020 |

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 73 страницы, не включая приложения, 8 рисунков, 51 таблицу, включая приложения, 25 литературных источников, 6 приложений.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2400 метров.

Целью работы подразумевается – проектирование технологического решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2620.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ долот с алмазными вставками stinger пород при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения. Обозначения. Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирувочный;

ГЦУ – головка цементирувочная универсальная;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062–81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019–2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029–

80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

| | |
|--|----|
| Введение | 13 |
| 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ | 14 |
| 1.1. Геологическая характеристика разреза скважин | 14 |
| 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения..... | 14 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений | 17 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА | 18 |
| 2.1 Обоснование конструкции скважины | 18 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины | 18 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений..... | 18 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 20 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн | 20 |
| 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн | 20 |
| 2.3 Проектирование процессов углубления скважины | 21 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения..... | 21 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента | 21 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото | 22 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота..... | 23 |
| 2.3.4 Расчёт необходимого расхода бурового раствора | 24 |
| 2.3.5 Выбор и обоснования типа забойного двигателя | 25 |
| 2.3.6 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны | 25 |
| 2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов | 27 |
| 2.3.8 Разработка гидравлической программы промывки скважины | 29 |
| 2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна | 31 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин | 31 |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн | 31 |
| 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины | 35 |
| 2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин | 37 |
| 2.5 Выбор буровой установки | 39 |
| 3 ДОЛОТО С АЛМАЗНЫМИ ВСТАВКАМИ STINGER | 40 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 45 |
| 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин..... | 45 |
| 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение | 45 |
| 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции..... | 47 |
| 4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей | 49 |
| 4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента..... | 49 |
| 4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки ... | 49 |
| 4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы | 51 |
| 4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ | 51 |
| 4.2 Линейный календарный график выполнения работ | 52 |
| 4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины | 53 |
| 4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепле-ния скважины | 53 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 56 |

| | |
|---|----|
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 56 |
| 5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 57 |
| 5.2 Производственная безопасность | 58 |
| 5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов | 59 |
| 5.3 Критические значения тока. | 62 |
| 5.3.1.1 Электробезопасность..... | 62 |
| 5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность..... | 63 |
| 5.4 Экологическая безопасность | 64 |
| 5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны | 64 |
| 5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы..... | 65 |
| 5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы..... | 65 |
| 5.4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 66 |
| Список использованных источников | 68 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 71 |
| Приложение А | 74 |
| Приложение Б..... | 80 |
| Приложение В | 80 |
| Приложение Г..... | 85 |
| Приложение Д | 88 |
| Приложение Е..... | 94 |

Введение

Главная задача разведочного бурения, заключается в том, актуальную информацию о месторождении, чтобы при дальнейшей его эксплуатации, не возникало аварийных и непредвиденных ситуаций. Для этого нужна целостная картина геологических и геофизических данных, которую может обеспечить разведочное бурение.

В данной работе геологический разрез сложен преимущественно мягко, мягко-средними породами, но также имеются пропластки твёрдых пород, это необходимо учитывать при выборе породаразрушающего инструмента.

В интервале 0-2400 присутствует большой коэффициент кавернозности, его значение достигает 1,4. Обращая внимание на это необходимо подобрать буровые растворы, которые максимально минимизируют интенсивность поглощения и частоту возникновения осыпей и обвалов на данном интервале.

На интервале отсутствуют несовместимые зоны по условию бурения.

Стоит отметить, что продуктивный пласт, находится вблизи с водоносным горизонтом, это стоит учитывать, чтобы в дальнейшем не допустить межпластовых перетоков.

Исходя из условий, описанных выше необходимо спроектировать эффективные технологические решения, для строительства и безаварийной эксплуатации в дальнейшем.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2400 метров.

В работе ставится и частная задача: проанализировать известные на данный момент долота с алмазными вставками Stinger

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1. Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении!. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2400 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтеносности и водоносности предоставлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика нефтеносности и водоносности

| Интервал | | Тип коллектора | Плотность, г/см ³ | Свободный дебит, м ³ /сут | Давление насыщения, МПа |
|---------------|------|----------------|------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| Нефтеносность | | | | | |
| 1550 | 1556 | поровый | 0,735 | 0–7 | 5,5 |
| 1716 | 1722 | поровый | 0,783 | 0–30 | 5,7 |
| 1805 | 1825 | поровый | 0,782 | 0–10 | 6,0 |
| 1839 | 1843 | поровый | 0,742 | 0–100 | 6,0 |
| 1947 | 1952 | поровый | 0,746 | 0–10 | 6,3 |
| 2065 | 2070 | поровый | 0,76 | 0–10 | 5,7 |
| 2355 | 2370 | поровый | 0,74 | 0–110 | 11,5 |
| Водоносность | | | | | |
| 40 | 330 | поровый | 1,003 | – | – |
| 895 | 1500 | поровый | 1,003 | – | – |
| 2080 | 2155 | поровый | 1,007 | – | – |
| 2155 | 2340 | поровый | 1 | – | – |

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов. Разрез представлен 4 водоносными и 1 нефтеносным пластами, представленным в таблице 1. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2355-2370 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 110 м³ /сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал,м | | Градиент давления | | | | | | | | Температура в конце интервала градус |
|---|--------------|-------------|--------------------------|----------|--------------------------|----------|--------------------------|----------|--------------------------|----------|---|
| | от (верх) | до (низ) | пластового | | порового | | гидроразрыва пород | | горного | | |
| | | | кгс/см ² на м | | кгс/см ² на м | | кгс/см ² на м | | кгс/см ² на м | | |
| | | | от (верх) | до (низ) | |
| Q | 0 | 40 | 0 | 0,100 | 0 | 0,100 | 0,000 | 0,200 | 0,00 | 0,20 | 2 |
| Patr | 40 | 90 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,20 | 0,20 | 5 |
| P _{3nm} | 90 | 190 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,20 | 0,20 | 7 |
| P _{3at} | 190 | 290 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,20 | 0,20 | 10 |
| P _{2tv} | 290 | 330 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,20 | 0,21 | 12 |
| Pg _{2ll} | 330 | 480 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,21 | 0,21 | 24 |
| Pg _{1tl} | 480 | 560 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,21 | 0,22 | 26 |
| K _{2gn} | 560 | 750 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,22 | 0,22 | 31 |
| K _{2br} | 750 | 800 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,22 | 0,22 | 35 |
| K _{2kz} | 800 | 895 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,200 | 0,23 | 0,23 | 40 |
| K _{1-2pk} | 895 | 1550 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,100 | 0,180 | 0,180 | 0,23 | 0,23 | 66 |
| K _{1-2pk} | 1550 | 1620 | 0,103 | 0,103 | 0,103 | 0,103 | 0,180 | 0,180 | 0,23 | 0,23 | 67 |
| K _{1 al} | 1620 | 1640 | 0,103 | 0,103 | 0,103 | 0,103 | 0,170 | 0,170 | 0,23 | 0,23 | 68 |
| K _{1 vr} | 1640 | 1945 | 0,103 | 0,103 | 0,103 | 0,103 | 0,170 | 0,170 | 0,23 | 0,24 | 84 |
| K _{1 tr} | 1945 | 2155 | 0,104 | 0,104 | 0,104 | 0,104 | 0,170 | 0,170 | 0,24 | 0,24 | 88 |
| K _{1 klm} | 2155 | 2520 | 0,102 | 0,102 | 0,102 | 0,102 | 0,170 | 0,170 | 0,24 | 0,24 | 98 |

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении А.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0-450, 762-1647 метров ожидаются поглощения. Поэтому рекомендуется бурить без увеличения плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями.

В интервале 0-1647 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора хим. реагентами.

Интервалы 0-1647, 2253-2327 метров характеризуются также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость в контроле отклонений параметров бурового раствора от проектных, удовлетворительной очистке от выбуренной породы и ограничений по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

Интервалы 762-2627, 2655-2660 метров склонны к проявлениям в условиях несоблюдения параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

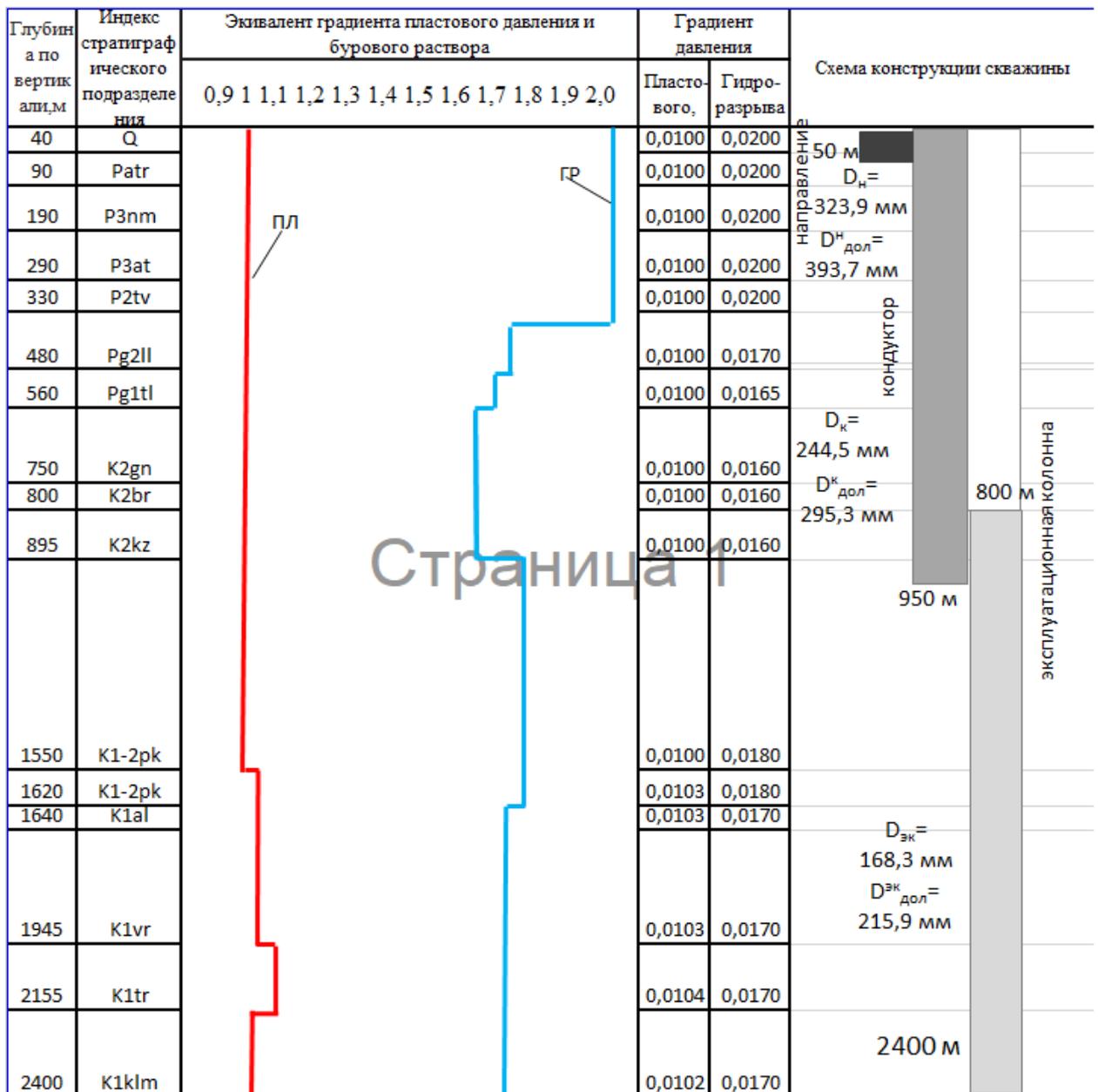


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 50 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Кондуктор спускается на глубину 950 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2400 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- а) направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- б) эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м для нефтяной скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=168,3$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му} = 8,11 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ.
2. ПВО, соответствующее пластовому давлению: ОП5- 280/80x21.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м | | Способ бурения |
|----------------------------------|------|---|
| от | до | |
| 0 | 50 | Роторный |
| 50 | 950 | Гидравлический забойный двигатель (ВЗД) |
| 950 | 2400 | Гидравлический забойный двигатель (ВЗД) |
| 2350 | 2375 | Роторный (Отбор керна) |

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

| Интервал, м | 0–50 | 50–950 | 950–2400 |
|--------------------------|--|--|-----------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Шифр долота | Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3x20 мм) | PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР (6x19мм) | PDC БИТ 215,9 ВТ 613(6x12,7мм) |
| Тип долота | Шарошечное | PDC | PDC |
| Диаметр долота, мм | 393,7 | 295.3 | 215.9 |
| Тип горных пород | М | МЗ | СЗ |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | 3 152 | 3 117 |
| | API | 7 5/8 | 6 5/8 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | | 2 | 3 | 4 |
|-----------|---------------|-------|---------|---------|
| Длина, м | | 0,5 | 0,39 | 0,37 |
| Масса, кг | | 163 | 40 | 28 |
| G, тс | Рекомендуемая | 3-8 | 5-12 | 5-15 |
| - | Предельная | 25 | 10 | 10 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 40-60 | 100-140 | 140-180 |
| - | Предельная | 200 | 440 | 400 |

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 мм марки MC (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях. Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в

таблице 5;

- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

| Интервал, м | 0-50 | 50-950 | 950-2400 |
|---------------------------|-------|--------|----------|
| Исходные данные | | | |
| D_d , см | 39,37 | 29,53 | 21,59 |
| $G_{пред}$, тс | 25 | 10 | 10 |
| Результаты проектирования | | | |
| $G_{доп}$, тс | 20 | 8 | 8 |
| $G_{проект}$, тс | 6 | 7 | 10 |

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{доп}$ – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$ – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Все результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

| Интервал, м | 0-50 | 50-950 | 950-2400 |
|---------------------------|------|--------|----------|
| Исходные данные | | | |
| V_d , м/с | 2,8 | 1,6 | 1,2 |
| D_d | м | 0,3937 | 0,2953 |
| | мм | 393,7 | 295,3 |
| Результаты проектирования | | | |
| n_1 , об/мин | 135 | 103 | 106 |
| $n_{стат}$, об/мин | 60 | 110 | 120 |
| $n_{проект}$, об/мин | 60 | 110 | 110 |

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса

разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому и проект применяются такими.

2.3.4 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов обеспечения работы забойного двигателя, обеспечения производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

| Интервал, м | 0-50 | 50-950 | 950-2400 |
|--|--------|--------|----------|
| Исходные данные | | | |
| D_d , м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| K | 0,60 | 0,45 | 0,35 |
| K_k | 1,3 | 1,4 | 1,3 |
| $V_{кр}$, м/с | 0,15 | 0,13 | 0,11 |
| V_m , м/с | 0,0083 | 0,0069 | 0,0042 |
| $d_{бт}$, м | 0,127 | 0,127 | 0,127 |
| $d_{нмах}$, м | 0,0200 | 0,0190 | 0,0127 |
| n | 3 | 6 | 6 |
| $V_{кпмин}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| $\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| ρ_p , г/см ³ | 1,18 | 1,16 | 1,10 |
| ρ_n , г/см ³ | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Результаты проектирования | | | |
| Q_1 , л/с | 73 | 31 | 13 |
| Q_2 , л/с | 46 | 31 | 11 |
| Q_3 , л/с | 73 | 42 | 18 |
| Q_4 , л/с | 35 | 67 | 44 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | |
| | 35-73 | 31-67 | 11-44 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | |
| | 70 | 67 | 40 |

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия

предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.5 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости, удельного момента, обеспечивающего вращение долота и расхода бурового раствора.

Для интервала бурения 40–800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения предоставлены в приложение В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|-----------------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДГР1-240.7/8.55 | 50-950 | 240 | 10225 | 2703 | 30-75 | 62-155 | 26,0-39,0 | 114-430 |
| ДГР1-172,7/8.56 | 950-2400 | 172 | 8629 | 1166 | 19-38 | 84-168 | 10,0-15,5 | 63-211 |

2.3.6 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных

бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

| Интервал, м Технологическая операция | Тип секции | Наруж. диам., мм | Внутр. диам., мм | Толщ. стенки, мм | Группа прочн. | Тип замкового соединения | Длина, м | Масса, т | | | КЗП | | |
|---|---------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------|--------------------------------|-------------|-------------|--------|---------|---------------|---------------|-------------------------|
| | | | | | | | | 1 м тубы | секции | нараст. | на выносл. | на растяж. | на статич. прочн. |
| Направление | | | | | | | | | | | | | |
| 0-50 | Долото | 393,7 | – | – | – | – | 0,5 | – | 0,150 | 0,150 | – | – | – |
| Бурение | УБТ | 203,0 | 100,0 | – | – | – | 8,5 | 0,1930 | 1,641 | 1,791 | – | – | – |
| КНБК №1 | УБТ | 203,0 | 100,0 | – | – | – | 16,4 | 0,1930 | 3,165 | 4,956 | – | – | – |
| – | БТ | 127,0 | 109,0 | 9,0 | Е | ЗУ-155 | 24,6 | 0,0295 | 0,726 | 5,681 | 2,05 | >10 | >10 |
| Кондуктор | | | | | | | | | | | | | |
| 50-950 | Долото | 295,3 | – | – | – | – | 0,39 | – | 0,084 | 0,084 | – | – | – |
| Бурение | Двигатель | 240,0 | – | – | – | – | 10,75 | – | 2,005 | 2,089 | – | – | – |
| КНБК №2 | УБТ | 178,0 | 80,0 | – | – | – | 40 | 0,1560 | 6,240 | 8,329 | – | – | – |
| – | БТ | 127,0 | 109,0 | 9,0 | Е | ЗУ-155 | 898,86 | 0,0295 | 26,52 | 34,85 | 1,93 | 6,72 | 3,52 |
| Эксплуатационна | | | | | | | | | | | | | |
| 2350-2375 | Долото | 215,9 | – | – | – | – | 0,3 | – | 0,043 | 0,043 | – | – | – |
| Бурение | УБТ | 178,0 | 80,0 | – | – | – | 30 | 0,1560 | 4,680 | 4,723 | – | – | – |
| КНБК №4 | УБТ | 178,0 | 80,0 | – | – | – | 32 | 0,1560 | 4,992 | 9,715 | – | – | – |
| – | БТ | 127,0 | 109,0 | 9,0 | Е | ЗУ-155 | 2313 | 0,0295 | 68,22 | 77,94 | 2,86 | 3,00 | 1,95 |
| 950-2400 | Долото | 215,9 | – | – | – | – | 0,25 | – | 0,047 | 0,047 | – | – | – |
| Бурение | Двигатель | 172,0 | – | – | – | – | 9,15 | – | 0,830 | 0,877 | – | – | – |
| КНБК №3 | УБТ | 178,0 | 80,0 | – | – | – | 8,4 | 0,1560 | 1,310 | 2,187 | – | – | – |
| – | Калибратор | 215,9 | 100,0 | – | – | – | 0,4 | – | 0,060 | 2,247 | – | – | – |
| – | УБТ | 178,0 | 80,0 | – | – | – | 49,8 | 0,1560 | 7,769 | 10,02 | – | – | – |
| – | Яс гидрав. | 171,0 | 63,6 | – | – | – | 3,5 | – | – | 10,02 | – | – | – |
| – | БТ | 127,0 | 109,0 | 9,0 | Е | ЗУ-155 | 2329 | 0,0295 | 68,69 | 78,71 | 2,60 | 2,97 | 1,81 |

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

Направление, интервал 0-50м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 * 0,0098 * 50}{9,81 * 50} = 1286,5 \left[\frac{кг}{м^3} \right]. \quad (1)$$

Кондуктор, интервал 50-950м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 * 0,0098 * 950}{9,81 * 950} = 1242,5 \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (2)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 950-2400м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,05 * 0,01 * 2400}{9,81 * 2400} = 1102,1 \left[\frac{кг}{м^3} \right]. \quad (3)$$

Состав и требуемое количество химических реагентов полимерглинистого раствора для бурения интервала 0-2400 м. представлены в таблице

Таблица 10 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 0-2400 м

| Наименование материала | Назначение | Упаковка еденица измерения | Потребное количество реагентов | | | | | | | |
|------------------------|---|----------------------------------|--------------------------------|----------|-----------|----------|-----------------------------|----------|-----------|----------|
| | | | Направление | | Кондуктор | | Эксплуатационная колонна | | Итого | |
| | | | киллограм | упаковок | киллограм | упаковок | киллограм | упаковок | киллограм | упаковок |
| Каустическая сода | регулирование кислотности среды | 25,0 | 57 | 3 | 307 | 13 | 418 | 17 | 783 | 32 |
| Глинопорошок | придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи | 1000 | 4115 | 4 | 21933 | 22 | 29912 | 30 | 55961 | 56 |
| Барит | утяжелитель | 1000 | 464 | 1 | 469 | 1 | 461 | 1 | 1395 | 2 |
| Полиакриламид | понижитель фильтрации | 25 | – | – | 219 | 9 | 299 | 12 | 518 | 21 |
| ПАВ | снижение поверхностного натяжения на границе фаз | 25 канистр | – | – | 438 | 18 | 598 | 24 | 1036 | 42 |
| Полиакрилат | стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор | 25 | – | – | 65 | 3 | 89 | 4 | 155 | 7 |
| ПАЦ НВ | регулятор фильтрации | 25 | – | – | 241 | 10 | 329 | 14 | 570 | 23 |
| Смазочная добавка | снижение коэффициента трения в скважине | 25 | – | – | 1315 | 53 | 1794 | 72 | 3110 | 125 |
| Ингибитор | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 25 | – | – | 438 | 18 | 598 | 24 | 1036 | 42 |

Технологические показатели полимер-глинистого раствора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технологические показатели растворов

| Бентонитовый раствор под направление | |
|--|-------------|
| Регламентируемые свойства | Значение |
| Плотность, г/см ³ | 1,29 |
| Условная вязкость, с | 30-40 |
| Содержание песка, % | < 2 |
| Полимер-глинистый раствор под кондуктор | |
| Регламентируемые свойства | Значение |
| Плотность, г/см ³ | 1,24 |
| Условная вязкость, с | 40-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 12-35 |
| ДНС, дПа | 50-90 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | <6 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |
| Полимер-глинистый раствор под эксплуатационную колонну | |
| Регламентируемые свойства | Значение |
| Плотность, г/см ³ | 1,1 |
| Условная вязкость, с | 40-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 12-35 |
| ДНС, дПа | 50-90 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | <6 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2400 м. представлен в приложение Е.

2.3.8 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;

- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Таблица 12 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см ² к.п. | Схема промывки | Гидромониторные насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ² |
|------------------------------|----------|------------------------------|---|--|----------------|-------------------------|---------|-------------------------|--|
| от (верх) | до (низ) | | | | | кол-во | диаметр | | |
| Под направление | | | | | | | | | |
| 0 | 50 | бурение | 0,455 | 0,054 | периферийная | 3 | 17 | 97,3 | 2,93 |
| Под кондуктор | | | | | | | | | |
| 50 | 950 | бурение | 0,66 | 0,093 | периферийная | 7 | 11 | 96,2 | 4,93 |
| Под эксплуатационную колонну | | | | | | | | | |
| 950 | 2400 | бурение | 1,031 | 0,098 | периферийная | 7 | 9 | 80,8 | 3,93 |
| Отбор керна | | | | | | | | | |
| 2350 | 2375 | отбор керна | 0,545 | 0,052 | периферийная | 5 | 7 | 98,9 | 3,11 |

Таблица 13 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Тип | Количество, шт | Режим работы бурового насоса | | | | | | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|----------|------------------------------|----------|----------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | КПД | Диаметр цилиндрических втулок, мм | Допустимое давление, кгс/см ² | Коэффициент наполнения | Число двойных ходов в мин. | Производительность, л/с | |
| 0 | 50 | бурение | УНБТ-950 | 2 | 95 | 160 | 232,7 | 1 | 115 | 33,12 | 66,24 |
| 50 | 950 | бурение | УНБТ-950 | 2 | 95 | 150 | 266 | 1 | 125 | 32 | 64 |
| 950 | 2400 | бурение | УНБТ-950 | 1 | 95 | 160 | 232,7 | 1 | 125 | 36 | 36 |
| 2350 | 2375 | отбор керна | УНБТ-950 | 1 | 95 | 160 | 232,7 | 1 | 75 | 21,6 | 21,6 |

Таблица 14 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м от (верх) до (низ) | | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ² | Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в | | | | |
|--|------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| | | | | элементах КНБК | | Бурильной колонне | Кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
| | | | | Насадках долота | Забойном двигателе | | | |
| 0 | 50 | бурение | 75,6 | 61,5 | 0 | 4,0 | 0,1 | 10 |
| 50 | 950 | бурение | 207,5 | 60,1 | 67,3 | 67,7 | 2,3 | 10 |
| 950 | 2400 | бурение | 215,5 | 45,6 | 83 | 55,7 | 21,2 | 10 |
| 2350 | 2375 | отбор керна | 115,3 | 68,2 | 0 | 23,5 | 19,5 | 4,4 |

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 15

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

| Интервал | Тип кернаотборного снаряда | Параметры режима бурения | | |
|-----------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| | | Осевая нагрузка, т | Частота вращения инструмента, об/мин | Расход бурового раствора, л/сек |
| 2350-2375 | БИТ 215,9/100 В 913 0 | 2-5 | 20-40 | 15-20 |

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в приложение Е.

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных

скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3

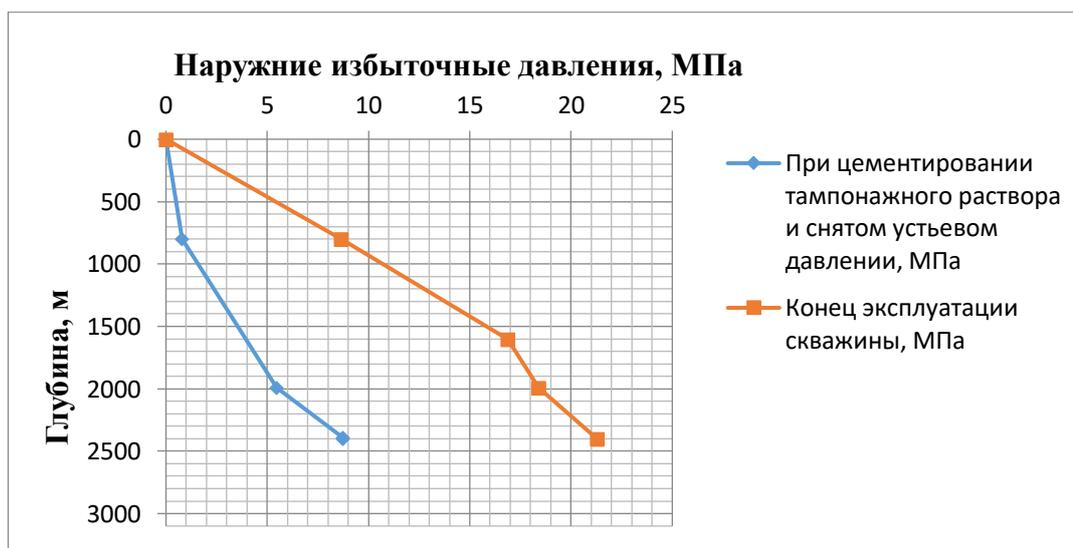


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Эюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

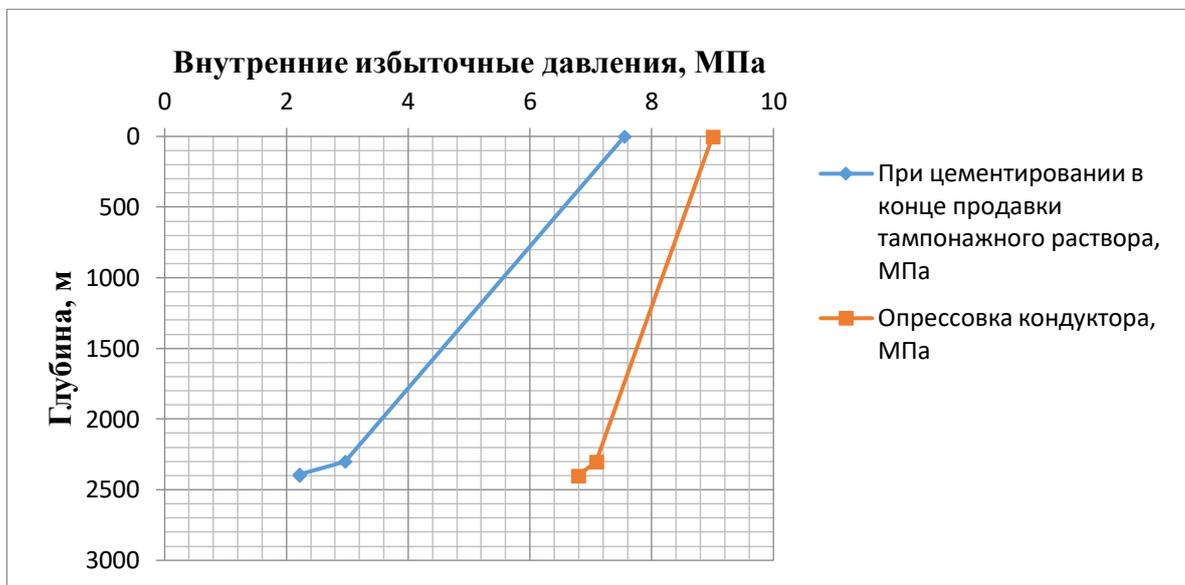


Рисунок 4 – Эюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5

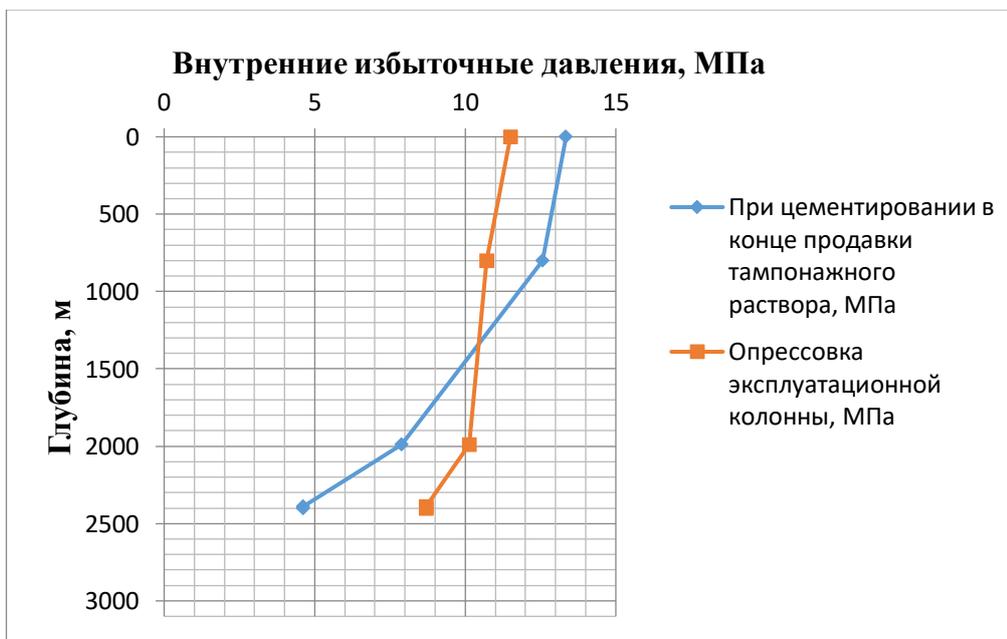


Рисунок 4 – Эюра внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 16

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

| № секций | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|--------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Направление | | | | | | | | |
| 1 | Треугольная | Д | 10,0 | 50 | 85,4 | 4270 | 4270 | 0-50 |
| Кондуктор | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 7,9 | 950 | 47,0 | 44650 | 44650 | 0-950 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 10,6 | 410 | 41,3 | 16933 | 80812 | 1990-2400 |
| 2 | ОТТМ | Д | 8,0 | 1990 | 32,1 | 63879 | | 0-1990 |

2.4.1.1 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, Дусл | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м | | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| | | от (верх) по стволу | до (низ) по стволу | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Направление, 324 | БКМ-324 «Нефтемаш» | 50 | 50 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-324 «Нефтемаш» | 40 | 40 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш» | 0 | 40 | 4 | 4 |
| | ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш» | 40 | 40 | 1 | 1 |
| Кондуктор, 245 | БКМ-245 «Нефтемаш» | 950 | 950 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-245 «Нефтемаш» | 940 | 940 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш» | 0 | 50 | 2 | 25 |
| | | 50 | 950 | 23 | |
| ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш» | 940 | 940 | 1 | 1 | |
| Эксплуатационная, 169 | БКМ-169 «Нефтемаш» | 2400 | 2400 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-169 «Нефтемаш» | 2390 | 2390 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 169/216 «Нефтемаш» | 0 | 950 | 24 | 61 |
| 950 | | 2400 | 37 | | |

Продолжение таблицы 17

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---------------------------|------|------|----|----|
| – | ЦТ 169/216 «Нефтемаш» | 950 | 2400 | 73 | 73 |
| | ПРП-Ц-В 169 «Нефтемаш» | 2380 | 2380 | 1 | 1 |
| | ПРП-Ц-Н 169 «Нефтемаш» | 2390 | 2390 | 1 | 1 |

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 1:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр},$$

$$36,03 \text{ МПа} \leq 43,39 \text{ МПа} \quad (4)$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления, м ³ | Наименование компонента | Масса компонента, кг | |
|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| Буферная жидкость | 7,16 | 1,43 | 1100 | 0,357 | МБП-СМ | 1573 |
| | | 5,72 | 1100 | 2,28 | МБП-МВ | 2508 |
| Продавочная жидкость | 47,39 | 1000 | 47,39 | - | - | |
| Облегченный тампонажный раствор | 39,04 | 1400 | 26,06 | ПЦТ-III-Об(4-6)-100 | 32176 | |
| | | | | НТФ | 15,82 | |

Продолжение таблицы 18

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--|------|------|------|----------------|-------|
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 9,66 | 1800 | 9,81 | ПЦТ - II - 100 | 12111 |
| | | | | НТФ | 3,96 |

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (5)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементировании, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,49 \quad (6)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сух} / G_b \quad (7)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 4,958 / 15 = 0,38$$

Для облегченного

$$m = 42,635 / 15 = 5$$

Технологическая схема обвязки цементирующей техники приведена на рисунке 6.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 4

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (8)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 5.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 54,47) = 103,45 \text{ м}^3 \quad (9)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м³

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 19

Таблица 19 – Результаты проектирования перфорации скважины

| Мощность перфорируемого объекта, м | Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель) | Вид перфорации | Типоразмер перфоратора | Плотность перфорации, отв./1 м | Количество спусков перфоратора |
|------------------------------------|---|----------------|------------------------|--------------------------------|--|
| 15 | Кабель | Кумулятивная | ORION 73КЛ | 20 | Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля |

В базовые функции пластоиспытателя входит:

1. построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
2. глубинный анализ пластового флюида;
3. отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

Выбираем для установки арматуру фонтанную АФ1-80/65x21

2.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимальный вес обсадной колонны (Таблица – 20), была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М.

Таблица 20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| Выбранная буровая установка–2500/ 160 ЭСК-БМ | | | |
|--|--------|---|-----|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк}) | 68,24 | [G _{кр}]x 0,6 ≥ Q _{бк} | |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об}) | 80,8 | [G _{кр}] x0,9 ≥ Q _{об} | |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр}) | 105,04 | [G _{кр}] / Q _{пр} ≥ 1 | 1,6 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр}) | 160 | | |

3 ДОЛОТО С АЛМАЗНЫМИ ВСТАВКАМИ STINGER

Алмазная вставка конической формы Stinger представляет собой инновационную модификацию режущей структуры, значительно повышающую эффективность любого долота PDC Smith. Расположенная в центре долота вставка обеспечивает концентрированное приложение нагрузки для более эффективного разрушения породы, что обеспечивает увеличение срока службы долота и повышение МСП. В ходе сравнительных полевых испытаний стандартных долот PDC Smith и долот PDC Smith, оснащенных вставкой Stinger, в широком диапазоне типов пород и эксплуатационных параметров долота, оснащенные алмазной вставкой Stinger, продемонстрировали большую надежность и стабильность, а также повышение МСП.

С момента своего появления долота Smith с алмазной вставкой Stinger в центре были использованы более 2000 раз и неизменно обеспечивали повышение средней МСП на 15%. Уникальное расположение элементов Stinger на лопастях придает долотам дополнительную надежность и позволяет использовать их в самых сложных геологических разрезах при максимальных параметрах

Сравнение с традиционными долотами PDC. Так как скорость вращения стандартных резцов PDC, расположенных вблизи центра режущей структуры, ниже, эффективность выноса породы из центральной части забоя снижается, особенно при бурении твердых пород. Кроме того, так как наибольшая нагрузка приходится на резцы, расположенные в центре, изменения эксплуатационных параметров и свойств породы могут привести к разрушительным поперечным колебаниям и повреждению резцов. С помощью интегрированной инженерно-аналитической платформы IDEAS разработчики долот укоротили лопасти, на которых располагаются центральные резцы долот PDC, вращающиеся с низкой скоростью. Отсутствие этих резцов снимает напряжение в центральной части профиля забоя во время бурения, которую непрерывно разрушает установленная в центре алмазная вставка Stinger, повышая таким образом эффективность бурения. Кроме того, продемонстрированная долотами

с алмазными вставками Stinger устойчивость создает положительную динамику, повышая устойчивость ствола скважины, снижая нагрузку на компоненты бурильной колонны и повышая надежность КНБК.

При разработке месторождений в северной части Пермского края необходимо бурить очень твердые карбонатные породы с высоким содержанием кремния. Бурение таких пород долотами PDC осложнено, а часто невозможно, т.к. их резцы не способны выдерживать сильные ударные нагрузки и получают серьезные повреждения и износ. В связи с этим инженерами компании «Шлюмберже» было предложено использование революционной технологии – долото StingBlade* с алмазными элементами конической формы Stinger. Для повышения надежности бурового инструмента инженеры также использовали систему моделирования IDEAS для разработки долота инновационного типа, при котором алмазные конические элементы и резцы PDC размещаются по всей режущей структуре – от центра долота до калибрующей части. При этом агрессивная форма алмазных конических элементов объединяется с превосходной ударной прочностью и износостойкостью, для создания высокоэффективного режущего/вспахивающего действия, позволяющего улучшить показатели бурения в твердых породах. Анализ показал, что новое долото инновационного типа способно повысить эффективность бурения и противостоять ударным нагрузкам во время бурения твердых карбонатных/кремниевых пород.

В рамках разработки комбинированного режущего/вспахивающего механизма разрушения породы долот с резцами было проведено изучение новых режущих элементов и их оптимального расположения в целях повышения эффективности бурения. В результате получили инновационный поликристаллический алмазный элемент конической формы с толстым слоем алмазов – Stinger. Коническая форма в сочетании с ультратолстым слоем поликристаллических алмазов обеспечивает превосходную ударную прочность и износостойкость. Применение данного элемента в центре долота PDC позволило повысить МСП и длину проходки.

Лабораторные испытания. Для того чтобы количественно измерить ударную прочность алмазного конического элемента по сравнению с обычным резцом PDC, были проведены лабораторные испытания с использованием однорезцового устройства. Оба элемента сбрасывали на блок упроченной стали с силой удара 18 000 фунтов. Этот эксперимент имитировал переходное бурение долотом PDC от мягкого сланца к твердому известняку на скорости проходки 60 футов/час. Резец PDC вышел из строя при первом же ударе, который полностью разрушил кромку резца. Конический алмазный элемент, напротив, выдержал 100 ударов с силой 18 000 фунтов без повреждений. При измерении износостойкости конического алмазного элемента использовался вертикально-токарный станок. Алмазный конический элемент помещали в зажим и неподвижно закрепляли в вертикально-токарном станке, после чего элемент перемещали на вращающийся гранитный цилиндр под давлением 30 000 фунтов/кв.дюйм. Данные испытаний показали, что конический элемент рассеивает теплоту трения эффективнее обычных резцов PDC и благодаря своей уникальной форме имеет более высокую износостойкость. На основании результатов обоих испытаний было установлено, что толстый алмазный слой конического элемента Stinger практически удваивает его ударную прочность и на 25 – 30% увеличивает износостойкость по сравнению с обычными резцами PDC. Такие характеристики указывают на то, что долота с алмазными коническими элементами имеют большой потенциал для увеличения продолжительности рейсов и скорости проходки в условиях, предполагающих ударные нагрузки, включая твердые переслаивающиеся пласты/конгломераты, бурение в переходных породах и пластах с высоким содержанием пирита и кремния

Анализ успешного применения в России. Одним из ярких примеров использования технологии StingBlade на территории России является ее применение на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Наиболее сложной, с точки зрения разрушения горных пород, является секция под эксплуатационную колонну. Верхний интервал представлен карбонатными

горными породами средней крепости, далее следует интервал очень крепких пород и заканчивается твердым и абразивным песчаником. Физические свойства представленных горных пород существенно снижают ресурс долот вне зависимости от типа и классификации. Первая отработка долот в Тимано-Печорском регионе производилась на Кыртаельском месторождении, где бурение Доманиковского и Старооскольского горизонтов Девонской системы осуществляется, как правило, трехшарошечными долотами, вооруженными вставками с кодами IADC 617 и выше. С целью оптимизации бурения секции под эксплуатационную колонну, замены трехшарошечных долот и увеличения рейсовой скорости бурения, было предложено использование долот с StingBlade. пробурить интервал из-под башмака предыдущей колонны и Доманиковский горизонт одним долотом. Использование технологии StingBlade позволило:

1. Впервые на месторождении, без дополнительных спуско-подъемных операций;
2. Увеличить среднюю механическую скорость бурения по секции на 14%, в сравнении со скважиной, где бурение осуществлялось долотами конкурентов;
3. Сократить количество долот и рейсов при бурении секции с восьми до двух и с девяти до четырех соответственно.

Инновационные долота StingBlade с алмазными коническими элементами, использованные для бурения скважин на севере Пермского края, обеспечили повышение эффективности бурения в трудных карбонатно-кремниевых пластах. Новые долота заменили шарошечные долота TCI и обычные долота PDC при бурении горизонтальных скважин с ВЗД. Применение долот StingBlade Z813 с алмазными коническими элементами в России позволяет значительно снижать время бурения секции, обеспечивая более быструю добычу и улучшая экономические показатели для нефтедобывающих компаний. Специалисты Smith Bits, компании «Шлюмберже», продолжают работать над оптимизацией конструкции долота,

чтобы в полной мере использовать его превосходную ударопрочность и износостойкость.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Таблица 24 – Исходные данные

| | |
|--|------------------------------|
| Наименование скважины | – |
| Проектная глубина, м: | 2400 |
| Способ бурения: | – |
| под направление | роторный |
| под кондуктор и эксплуатационную колонну | с применением ГЗД |
| Цель бурения | разведка |
| конструкция скважины: | – |
| направление | d 323,9 мм на глубину 50 м |
| кондуктор | d 244,5 мм на глубину 950 м |
| эксплуатационная | d 168,3 мм на глубину 2400 м |
| буровая установка | БУ-3000 ЭУК-1М |
| оснастка талевой системы | 5'6 |
| насосы: | – |
| тип количество, шт. | УНБТ-950–2 шт. |
| производительность, л/с: | – |
| в интервале 0-50 м | 66,24 |
| в интервале 50-950 м | 64 |
| в интервале 950-2400 м | 36 |
| утяжеленные бурильные трубы (УБТ): | d 178 мм 98,2 м |
| забойный двигатель (тип): | – |
| в интервале 50-950 м | ДГР-240.7/8.55 |
| в интервале 950-2400 м | ДГР1-172,7/8.56 |
| при отборе керна | БИТ 215,9/100 В 913 0 |
| бурильные трубы: длина свечей, м | 24 |

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

| Интервалы бурения | Интервал, м | | Количество метров в интервале, м | Норма времени механического бурения 1 м породы, ч | Норма проходки на долото, м |
|-------------------|-------------|----------|----------------------------------|---|-----------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | | | |
| 1 | 0 | 50 | 50 | 0,037 | 530 |
| 2 | 50 | 950 | 900 | 0,042 | 1520 |
| 3 | 950 | 2400 | 1450 | 0,064 | 1290 |

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (10)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,037 = 1,85 \text{ ч ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

| Количество метров в интервале, м | Норма времени на бурение 1 метра, ч/м | Нормативное время на механическое бурение, ч |
|----------------------------------|---------------------------------------|--|
| 50 | 0,037 | 1,85 |
| 900 | 0,042 | 37,8 |
| 1450 | 0,064 | 92,8 |
| Итого | | 132,45 |

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (11)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 50 / 550 = 0,09$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

| Количество метров в интервале Н, м | Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м | n |
|------------------------------------|--|------|
| 50 | 530 | 0,09 |
| 900 | 1520 | 0,59 |
| 1450 | 1290 | 1,12 |
| Итого на скважину | | 1,80 |

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

1. спуск бурильных свечей;
2. подъем бурильных свечей;
3. подъем и установка УБТ за палец;
4. вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
5. подготовительно-заключительные работы при СПО;
6. наращивание инструмента;
7. промывка скважины перед подъемом инструмента;
8. промывка скважины перед наращиванием инструмента;
9. смена долота;
10. проверка люфта турбобура;
11. смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
12. крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на до- лото.

Расчет производится по формуле 7.

$$T_{СПО} = П * n_{сно}, \quad (12)$$

где $n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 28

Таблица 28 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

| Исходные данные из нормативной карты | | | | Исходные данные из сборника УНВ на СПО | | | | Расчет нормативного времени на СПО, ч |
|--------------------------------------|---------------------|-------------------|--------------------------|--|-------------|---------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Интервалы бурения | интервал бурения, м | размер долота, мм | норма проходы на долото, | Номер таблицы | Номер графа | интервал бурения, м | Норма времени, ч/м | |
| I | 0-50 | 393,7 | 530 | 11 | 24 | 0-50 | 0,0121 | 0,60 |
| II | 50-950 | 295,3 | 1520 | 12 | 32 | 50-100 | 0,0122 | 0,61 |
| | | | | | | 100-200 | 0,0133 | 1,31 |
| | | | | | | 300-400 | 0,0146 | 1,46 |
| | | | | | | 400-500 | 0,0146 | 1,46 |
| | | | | | | 500-600 | 0,0155 | 1,55 |
| | | | | | | 600-700 | 0,0158 | 1,58 |
| | | | | | | 700-800 | 0,0159 | 1,59 |
| | | | | | | 800-900 | 0,0160 | 1,6 |
| | | | | | | 900-950 | 0,0166 | 0,83 |
| ИТОГО | | | | | | | | 12,59 |
| III | 950-2400 | 215,9 | 1290 | 12 | 32 | 950-1000 | 0,0166 | 0,83 |
| | | | | | | 1000-1100 | 0,0177 | 1,77 |
| | | | | | | 1100-1200 | 0,0188 | 1,88 |
| | | | | | | 1200-1300 | 0,0190 | 1,90 |
| | | | | | | 1300-1400 | 0,0193 | 1,93 |
| | | | | | | 1400-1500 | 0,0199 | 1,99 |
| | | | | | | 1500-1600 | 0,0210 | 2,10 |
| | | | | | | 1600-1700 | 0,0230 | 2,30 |
| | | | | | | 1700-1800 | 0,0233 | 2,33 |
| | | | | | | 1800-1900 | 0,0240 | 2,40 |
| | | | | | | 1900-2000 | 0,0246 | 2,46 |
| | | | | | | 2000-2100 | 0,0249 | 2,49 |
| | | | | | | 2100-2200 | 0,0252 | 2,52 |
| 2200-2300 | 0,0255 | 2,55 | | | | | | |
| | | | | | | 2300-2400 | 0,0256 | 2,56 |
| Итого | | | | | | | | 32,01 |

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $4 * 1 = 5$ мин;
- кондуктор: $20 * 1 = 20$ мин;
- эксплуатационная колонна: $54 * 1 = 54$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 8

$$L_c = L_k - L_n, \quad (13)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м. Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n. \quad (14)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (15)$$

где l_c – длина одной свечи, м Для направления:

$$N = 0,6 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 950 - 10 = 940 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 940 - 25 = 915 \text{ м};$$

$$N = 915 / 24 = 38,1 \approx 39 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 39 * 2 + 5 = 83 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2400 - 10 = 2390 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 2390 - 25 = 2365 \text{ м;}$$

$$N = 2365/24 = 98,5 \approx 99 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 99 * 2 + 5 = 203 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 83 + 203 + 3 * (7 + 17 + 42) = 443 \text{ мин} = 7,38 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [24]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 185,73 часов или 7,74 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$185,73 * 0,066 = 12,26 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 185,73 + 12,26 + 25 = 222,99 \text{ ч} = 9,29 \text{ суток.}$$

4.2. Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 29.

Таблица 29– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

| Работник (разряд) | Количество человек |
|-------------------------------|--------------------|
| Буровой мастер | 1 |
| Помощник бурового мастера | 3 |
| Бурильщик 6 разряда | 4 |
| Бурильщик 5 разряда | 4 |
| Помощник бурильщика 5 разряда | 4 |
| Помощник бурильщика 4 разряда | 4 |
| Электромонтёр 5 разряда | 4 |
| Слесарь 5 разряда | 2 |
| Лаборант | 2 |

Линейный календарный график проведения работ по строительству

эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 30.

■ Условные обозначения к таблице 30: Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

■ Буровая бригада (бурение);

■ Бригада испытания.

Таблица 30 - Линейно-календарный график работ

| Линейно-календарный график работ | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| бригады, участвующие в строительстве скважины | затраты времени на одну скважину, месяц | Месяцы | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | | | | | | |
| Вышкомонтажные работы | | | | ■ | | | | | | | | |
| | | | | | ■ | | | | | | | |
| | | | | | | ■ | | | | | | |
| Буровые работы | | | | | | | ■ | | | | | |
| | | | | | | | | ■ | | | | |
| | | | | | | | | | ■ | | | |
| Освоение | | | | | | | | | | ■ | | |
| | | | | | | | | | | | ■ | |
| | | | | | | | | | | | | ■ |

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле :

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (16)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (17)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с

учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах 1 и 2.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Продолжительности бурения и крепления скважин

| Видработ | Продолжительность | | |
|--------------------------|-------------------|-----------|------|
| | нормативная, ч | проектная | |
| | | ч | сут. |
| Бурение | 2,55 | 2,78 | 0,11 |
| направлениекондуктор | 45,64 | 49,74 | 2,07 |
| эксплуатационная колонна | 202,2 | 220,39 | 9,18 |
| Крепление | 3,56 | 3,92 | 0,16 |
| направлениекондуктор | 16,0 | 17,44 | 0,73 |
| эксплуатационная колонна | 32,4 | 35,32 | 1,47 |
| Итого | 302,35 | 329,55 | 13,7 |

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (18)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (19)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_k , м/ч

$$V_k = (H \cdot 720)/T_h, \quad (20)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (21)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (22)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

| Показатели | Величина |
|-----------------------------------|----------|
| Глубина скважины, м | 2400 |
| Продолжительность бурения, сут. | 5,51 |
| Механическая скорость, м/ч | 16,55 |
| Рейсовая скорость, м/ч | 12,25 |
| Коммерческая скорость, м/ст.-мес. | 7763 |
| Проходка на долото, м | 1406 |
| Стоимость одного метра | 54638 |

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [25], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [26]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$, где

$М$ - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций.

$ЗПС$ – затраты на основную заработную плату рабочих

$ЭМ$ – стоимость эксплуатации машин и механизмов

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [2]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [3].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь

ограждения;

– выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

– бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 33.

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [4]) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|--|-------------|--------------|--------------|---|
| | Разработка | Изготовление | Эксплуатация | |
| 1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации | – | + | + | ГОСТ 12.1.012-2004 [11] |
| 2. Недостаток освещения | + | + | + | СанПиН 2.2.4.548-96 [12] СНиП 23-05-95[13] |
| 3. Движущиеся части и механизмы | – | + | + | ГОСТ 12.2.003-74 [14] ГОСТ 12.4.026-2001[15] |
| 4. Работа на высоте | – | + | + | ПОТ Р М-012-2000 [16] |
| 5. Неблагоприятные климатические условия | – | + | + | СанПиН 2.2.4.548-96 [17] ТК РФ Статья 109[18]. |

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 34.

Таблица 34 – Климатические нормативы

| Скорость ветра, м/с | Температура воздуха, °С |
|-------------------------|-------------------------|
| При безветренной погоде | -40 |
| Не более 5,0 | -35 |
| 5,1-10,0 | -25 |
| 10,0-15,0 | -15 |
| 15,1-20,0 | -5 |
| Более 20,0 | 0 |

5.2.2.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света.

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [12].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормы освещенности

| Рабочие места, подлежащие освещению | Места установки светильников | Норма освещённости, лк |
|-------------------------------------|--|------------------------|
| Роторный стол | На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-300 . | 75 |
| Щит КИП | Перед приборами | 100 |
| Полати верхового рабочего | На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500. | 75 |
| Путь талевого блока | На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700. | 20 |
| Кронблок | Над кронблоком. | 50 |
| Приемный мост | На ногах вышки на высоте не менее 6 метров. | 20 |
| Редукторное помещение | На высоте не менее 3 метров. | 30 |
| Насосный блокпусковые ящики | На высоте не менее 3 метров. | 50 |
| Насосный блок – насосы | На высоте не менее 3 метров. | 25 |
| ПВО | Под полом буровой | 100 |
| Площадка ГСМ и инструмента | На высоте не менее 3 метров. | 100 |

5.2.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

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

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением

прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

5.3 Критические значения тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [16] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

5.3.1 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.3.1.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с

напряжением до 1 кВ .

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.

- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [16] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [17].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения,

самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Список использованных источников

1. Байков Н.М. Опыт внедрения новых технологий для бурения нефтяных скважин –2011 –С. 130-133
2. Симонянц С.Л. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков –2011 – С. 7–9
3. Бесон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота–2002–С. 28
4. Журнал Baker Hughes (том 1, номер 1, 2010г.)
5. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент. –2003 –С. 25–38
6. Libed.ru: [сайт]. URL: <http://libed.ru/knigi-nauka/352751-13-ministerstvo-obrazovaniya-nauki-rossiyskoy-federacii-nacionalniy-issledovatel'skiy-tomskiy-politehnicheskii-univ.php>
7. Studwood.ru: [сайт]. URL: https://studwood.ru/1288797/geografiya/gibridnaya_sistema_burovyh_dolot
8. Medlec.org: [сайт]. URL: <https://medlec.org/lek2-101205.html>
9. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>
10. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>

11. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

12. СанПиН 2.2.4.548-96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.

14. ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

15. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.

16. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы.

18. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

19. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.

20. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.

21. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

22. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] URL:

<https://docplan.ru/Index2/1/4293743/4293743268.htm>.

23. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые.

24. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.

25. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Обиндексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2400 м.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с геологическим состав данного региона для бурения под направление было выбрано шарошечное долото, под кондуктор и эксплуатационную колонну были выбраны PDC долота, это было обусловлено составом пород и опытом бурения. С целью экономии средств было принято решение и более быстрого сооружения скважины, о бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240.7/8.55 и ДГР1-172,7/8.56 соответственно.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Под направление и кондуктор было выбрано 2 насоса УНБ-950, а под эксплуатационную один. Данный выбор обеспечивает максимальный расход бурового раствора на данных интервалах.

Следует обратить внимание, что под кондуктор был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну был выбран так же глинисто-полимерный раствор, это обусловлено тем, что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, так как он обеспечивает образование качественной глинистой корки и минимизирует поглощения бурового раствора, в условиях большого значения коэффициента кавернозности

это отличное решение .

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных буровых головок, для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу, того что на данном интервалы давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТМ. Данное решение сказывается увеличивает жизненный цикл скважины.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-35-168x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x35, АФ1-80/65x21

Для проведения работ выбрана буровая установка 2500/ 160 ЭСК-БМ, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрены долота с алмазными вставками Stinger. Представлены составы разных производителей, проанализированы их положительные и отрицательные стороны.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Приложение А

Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Элементы залегания (падения) пластов по подошве | Коэффициент кавернозности в интервале |
|----------------------|----------|---------------------------------|--------------------|---|---------------------------------------|
| от (верх) | до (низ) | название | индекс | угол, град | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0 | 30 | Четвертичная система | Q | 0 | 1,4 |
| 30 | 180 | Некрасовская серия | P _{3нк} | 0 | 1,3 |
| 180 | 230 | Чеганская свита | P _{3cg} | 0 | 1,3 |
| 230 | 420 | Люлинворская свита | P _{2ll} | 0 | 1,3 |
| 420 | 450 | Талицкая свита | P _{2tl} | 0 | 1,3 |
| 450 | 600 | Ганькинская свита | K _{2gn} | 0 | 1,4 |
| 600 | 645 | Славгородская свита | K _{2sl} | 0 | 1,4 |
| 645 | 742 | Ипатовская свита | K _{2ip} | 0 | 1,4 |
| 742 | 762 | Кузнецовская свита | K _{2kz} | 0÷1 | 1,4 |
| 762 | 1647 | Покурская свита | K _{1-2pk} | 0÷1 | 1,4 |
| 1647 | 2253 | Киялинская свита | K _{1kis} | 0÷1 | 1,4 |
| 2253 | 2327 | Тарская свита | K _{1tr} | 0÷2 | 1,2 |
| 2327 | 2627 | Куломзинская свита | K _{1klm} | 0÷2 | 1,2 |
| 2627 | 2655 | Баженовская свита | J _{3bg} | 0÷2 | 1,2 |
| 2655 | 2736 | Васюганская свита | J _{3vs} | 0÷2 | 1,2 |

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Горная порода | | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|-------------|----------|------------------|---------------|---|
| | от (верх) | до (пиз) | краткое название | % в интервале | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Q | 0 | 30 | суглинки | 50 | почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые; |
| | | | глины | 50 | |
| P _{3nk} | 30 | 180 | пески | 60 | переслаивание песков серых, желтовато-серых, разнозернистых, иногда глинистых, алевролитов и серых песчано-алевритистых глин; |
| | | | глины | 30 | |
| | | | алевриты | 10 | |
| P _{3cg} | 180 | 230 | глины | 70 | глины голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых; |
| | | | пески | 30 | |
| P _{2ll} | 230 | 420 | глины | 100 | глины зеленовато-серые, жёлто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников; |
| P _{1tl} | 420 | 450 | глины | 90 | глины тёмно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами пескв и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита; |
| | | | алевролиты | 10 | |
| K _{2gn} | 450 | 600 | глины | 90 | глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод; |
| | | | пески | 10 | |
| K _{2sl} | 600 | 645 | глины | 90 | глины серые с прослоями тонкозернистых песков; |
| | | | пески | 10 | |
| K _{2ip} | 645 | 742 | пески | 50 | переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконтовых и глин серых, алевролитистых, иногда опоковидных; |
| | | | песчаники | 30 | |
| | | | глины | 20 | |

Продолжение таблицы А.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--------------------|------|------|------------|-----|---|
| K _{2kz} | 742 | 762 | глины | 100 | глины серые, тёмно-серые, участками известковые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алеролитов; |
| K _{1-2pk} | 762 | 1647 | песчаники | 50 | чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита; |
| | | | алевролиты | 30 | |
| | | | глины | 20 | |
| K _{1kis} | 1647 | 2253 | глины | 50 | чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит; |
| | | | песчаники | 40 | |
| | | | алевролиты | 10 | |
| K _{1tr} | 2253 | 2327 | песчаники | 70 | песчанки мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных |
| | | | аргиллиты | 15 | |
| | | | алевролиты | 15 | |
| K _{1klm} | 2327 | 2627 | аргиллиты | 60 | аргиллиты серые, участками слоистые, крепкие, алевролитистые, слюдистые; песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые, известковистые; алевролиты серые, разнозернистые, крепкие, с обуглившимися растительными остатками; |
| | | | алевролиты | 20 | |
| | | | песчаники | 20 | |
| J _{3bg} | 2627 | 2655 | аргиллиты | 100 | аргиллиты тёмно-серые до чёрных, битуминозные, плитчатые; |
| J _{3vs} | 2655 | 2736 | песчаники | 45 | песчаники разнозернистые, от слабо- до крепкоцементированных, разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты тёмно-серые, иногда плитчатые, крепки; алевролиты серые, крепки; |
| | | | аргиллиты | 45 | |
| | | | алевролиты | 10 | |

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

| Индекс | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см ³ | Пористость, % | Проницаемость, мдарси | Глинистость, % | Карбонатность, % | Твёрдость, кг/мм ² | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы (мягкая, средняя и т.д.) |
|--------------------|-------------|------|--------------------------------|------------------------------|---------------|-----------------------|----------------|------------------|-------------------------------|----------------------|--------------|---|
| | от | до | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Q | 0 | 30 | суглинки | 2,3 | 35 | 0 | 80 | 0 | – | 1 | 10 | Мягкая |
| | | | глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 10 | 5 | 4 | Мягкая |
| P _{3нк} | 30 | 180 | пески | 2,1 | 25 | 1000 | 30-40 | 0 | 15 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | глины | 2,3 | 10 | 0 | 80 | 0 | – | 2 | 4 | Мягкая |
| | | | алевриты | 2,3 | 30 | 30 | 20 | 0 | 10 | 5 | 10 | Мягкая |
| P _{3сг} | 180 | 230 | глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 10 | 2 | 4 | Мягкая |
| | | | пески | 2,0 | 25-30 | 1000 | 20 | 0 | – | 5 | 10 | Мягкая |
| P _{2ил} | 230 | 420 | глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 40 | 2 | 4 | Мягкая |
| P _{2ил} | 420 | 450 | глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 35 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | алевролиты | 2,3 | 15 | 20-30 | 30-40 | 0 | 150 | 5 | 10 | Средняя |
| K _{2gn} | 450 | 600 | глины | 2,2 | 20 | 0 | 90-100 | 0-10 | 30 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | пески | 2,1 | 18-25 | 0 | 10-20 | 0-3 | – | 1 | 10 | Мягкая |
| K _{2sl} | 600 | 645 | глины | 2,2 | 18-20 | 0 | 90-100 | 0-10 | 25 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | пески | 2,1 | 16 | 10-15 | 5-20 | 0-3 | – | 1 | 10 | Мягкая |
| K _{2ip} | 645 | 742 | глины | 2,2 | 16-18 | 0 | 90-100 | 0-10 | 25 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | песчаники | 2,2 | 16-22 | 10-500 | 5-20 | 0 | 130 | 1 | 10 | Средняя |
| | | | пески | 2,1 | 18-25 | 1000-2000 | 5-20 | 0-3 | – | 1 | 10 | Мягкая |
| K _{2kz} | 742 | 762 | глины | 2,2 | 10 | 0 | 90-100 | 0-5 | 35 | 2 | 4 | Мягкая |
| K _{1-2pk} | 762 | 1647 | песчаники | 2,2 | 22 | – | 20 | 3 | 135 | 5 | 10 | Средняя |
| | | | глины | 2,1 | 16 | 0 | 100 | 3 | 30 | 5 | 4 | Мягкая |
| | | | алевролиты | 2,3 | 16-18 | 15 | 30 | 3 | 60 | 2,5 | 6 | Средняя |
| K _{1kis} | 1647 | 2253 | глины | 2,4 | 10 | 0 | 1000 | 3 | 28 | 1 | 4 | Средняя |
| | | | алевролиты | 2,4 | 14-16 | 0-10 | 20-30 | 3 | 60 | 1 | 6 | Средняя |
| | | | песчаники | 2,2 | 22 | 10-900 | 20 | 3 | 150 | 1 | 10 | Твёрдая |
| K _{1tr} | 2253 | 2327 | песчаники | 2,2 | 16-22 | 20-900 | 20 | 5 | 100 | 3,5 | 10 | Средняя |
| | | | аргиллиты | 2,4 | 2 | 0 | 80 | 10 | 95 | 1 | 4 | Средняя |
| | | | алевролиты | 2,3 | 15 | 10 | 10-30 | 5 | 140 | 3 | 6 | Твёрдая |

Продолжение таблицы А.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|-------------------|------|------|------------|-----|-------|--------|--------|-------|-----|-----|----|---------|
| K _{1klm} | 2327 | 2627 | аргиллиты | 2,4 | 20 | 10 | 20 | 20-50 | 95 | 3 | 4 | Средняя |
| | | | алевролиты | 2,3 | 15 | 10-200 | 10 | 10 | 140 | 3 | 6 | Твёрдая |
| | | | песчаники | 2,2 | 16-20 | 80 | 16-20 | 5 | 100 | 3,5 | 10 | Средняя |
| J _{3bg} | 2627 | 2655 | аргиллиты | 2,4 | 2 | 0 | 90-100 | 8 | 95 | 3 | 6 | Средняя |
| J _{3vs} | 2655 | 2736 | песчаники | 2,3 | 15 | 10-100 | 20-30 | 0-5 | 230 | 2,5 | 10 | Твёрдая |
| | | | алевролиты | 2,3 | 5-10 | 0-10 | 30-40 | 0-5 | 140 | 2,5 | 6 | Твёрдая |
| | | | аргиллиты | 2,4 | 2 | 0 | 60-80 | 0-3 | 95 | 2,5 | 6 | Твёрдая |

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Прогнозируемые интервалы по вертикали, м | | Тип осложнения | Характеристика и условия возникновения |
|---|--|------|----------------|--|
| | От | До | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Q-P1-3 | 0 | 450 | Поглощения | Интенсивность – 0,5-1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления |
| K1-2pk | 762 | 1647 | Поглощения | Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления |
| Q – P1-3 | 0 | 450 | Осыпи и обвалы | Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам |

Продолжение таблицы А.4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----------------------------------|------|------|---------------------|--|
| K ₁₋₂ | 450 | 1647 | Осыпи и обвалы | Время до начала осложнения < 1 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам |
| K ₁₋₂ | 762 | 1647 | Водопроявления | Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций |
| K ₁ | 1647 | 2627 | Водопроявления | Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций |
| J ₃ – J ₁₋₂ | 2655 | 2660 | Нефтеводопроявления | Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций |
| Q – P ₁₋₃ | 0 | 450 | Прихватоопасность | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения |
| K ₂ – K ₁₋₂ | 450 | 1647 | Прихватоопасность | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения |
| K _{1tr} | 2253 | 2327 | Прихватоопасность | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин. |

Приложение Б
Параметры забойных двигателей

Таблица Б.1- Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

| Интервал | | 0-40 | 40-800 | 800-2740 |
|---------------------------|----|--------|--------|----------|
| Исходные данные | | | | |
| D _д | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2153 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,3 |
| G _{ос} , кН | | 175 | 120 | 104 |
| Q, Н*м/кН | | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| D _{зд} , мм | | - | 262,48 | 191,37 |
| M _р , Н*м | | - | 2635 | 2249 |
| M _о , Н*м | | - | 147,65 | 107,65 |
| M _{уд} , Н*м/кН | | - | 36,93 | 27,33 |

Приложение В
Компоновка низа бурильной колонны по интервалам

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–50 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|----------------------------------|-----------------------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Бурение под направление (0–50 м) | | | | | | | |
| 1 | Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3x20) мм | 0,40 | 393,7 | - | 3-152 | Ниппель | 0,163 |
| 2 | Переводник М152хМ152 | 0,44 | 225 | 100 | 3-152 | Муфта | 0,037 |

Продолжение таблицы В1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----|----------------------|----------|-----|------|-------|---------|-------|
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 3 | УБТ-203х100 Д | 8,3 | 203 | 100 | 3-152 | Ниппель | 1,593 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 4 | Переводник М171хН152 | 0,517 | 225 | 73 | 3-152 | Ниппель | 0,059 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | КЛС-390 М | 0,6 | 390 | 80 | 3-171 | Ниппель | 0,112 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Переводник М171хН152 | 0,517 | 225 | 73 | 3-171 | Ниппель | 0,059 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 7 | УБТ-203х100 Д | 8,3 | 203 | 100 | 3-152 | Ниппель | 1,593 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 8 | Переводник М133хН152 | 0,529 | 225 | 76 | 3-152 | Ниппель | 0,059 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 9 | СБТ G105127х9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 0,519 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 10 | Переводник М133хН133 | 0,47 | 155 | 62 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | КШЗ 133х55 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | ВБТ 140 | 14 | - | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–950 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|----------------------------------|----------------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под кондуктор (50–950 м) | | | | | | | |
| 1 | PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР (6x19мм) | 0,441 | 295,3 | – | 3-152 | Ниппель | 0,082 |
| 2 | Переводник M152xM152 | 0,38 | 240 | – | 3-152 | Муфта | 0,02 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 3 | КЛС 295,3 СТ | 0,90 | 295,3 | 185 | 3-152 | Ниппель | 0,114 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 4 | Переводник M171xH152 | 0,54 | 225 | 80 | 3-152 | Ниппель | 0,045 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | ДГР-240М.7/8 | 8,0 | 240 | – | 3-171 | Ниппель | 2,911 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Клапан обратный КОБ-203 | 0,25 | 240 | – | 3-171 | Ниппель | 0,021 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 7 | Переливной клапан ПК-240РС | 0,8 | 203 | 55 | 3-171 | Ниппель | 0,07 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 8 | Переводник M147xH171 | 0,521 | 225 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,051 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 9 | УБТ- 178x90 Д | 58,1 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 8,424 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | Переводник M133xH147 | 0,35 | 225 | 100 | 3-147 | Ниппель | 0,011 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | СБТ G105127x9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 19,383 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | Переводник M133xH133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 13 | КШЗ 133x55 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 14 | ВБТ 140 | 14 | – | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950–2400 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|--|----------------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Бурение под эксплуатационную колонну (950–2350; 2375–2400 м) | | | | | | | |
| 1 | PDC БИТ 215,9 ВТ 613(6x12,7мм) | 0,4 | 215,9 | – | 3-117 | Ниппель | 0,024 |
| 2 | ДГР-172 7/8.56 | 9,1 | 172 | – | 3-117 | Муфта | 1,081 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 3 | Клапан обратный КОБ-172 | 0,34 | 172 | 66 | 3-147 | Ниппель | 0,015 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 4 | Переливной клапан ПК-172РС | 0,67 | 176 | 55 | 3-147 | Ниппель | 0,039 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 5 | УБТ 178x90 Д | 8,3 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 1,593 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 6 | Переводник М133xН147 | 0,35 | 171,4 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,012 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 7 | Калибратор КЛС 215 СТ | 0,40 | 215 | 70 | 3-133 | Ниппель | 0,018 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | Переводник М147xН133 | 0,40 | 172 | 78 | 3-133 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 9 | УБТ 178x90 Д | 66,4 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 9,628 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | Переводник М133xН147 | 0,35 | 171,4 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД | 3,5 | 172 | 76,2 | 3-133 | Ниппель | 1,347 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | СБТ G105127x9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 71,809 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Продолжение таблицы В.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----|----------------------|------|-----|------|-------|---------|------|
| 13 | Переводник М133хН133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 14 | КШЗ 133х55 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 15 | ВБТ 140 | 14 | - | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (2350-2375м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|--------------------------|---------------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Отбор керна (2350-2375м) | | | | | | | |
| 1 | БИТ 215,9/100 В 913 0 | 0,3 | 215,9 | 100,6 | 3-161 | Муфта | 0.02 |
| 2 | Керноотборный снаряд 178/100 | 30 | 178 | 100 | 3-161 | Ниппель | 3,0 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 3 | Переводник М147хН161 | 0,5 | 171,5 | 80 | 3-161 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 4 | УБТ-178х90 Д | 33,2 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 4,814 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 5 | Переводник М133хН147 | 0,35 | 171,5 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 6 | СБТ G105127х9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 70,796 |
| | | | | | | Муфта | |
| 7 | Переводник М133хН133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | | Муфта | |
| 8 | КШЗ 133х55 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | | Муфта | |
| 9 | ВБТ 140 | 14 | - | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,08 |

Приложение Г

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

| Класс | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|-----------------------|---|---------------------------------|
| Регулятор рН | Поддержание требуемого рН бурового раствора | 0,7-1,2 |
| Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 50-80 |
| Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 0,8-1,2 |
| Понизитель вязкости | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 0,5-1,5 |
| Утяжелитель | Регулирование плотности | 103 |

Таблица Г.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

| Класс | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|------------------------------------|---|---------------------------------|
| Регулятор рН | Поддержание требуемого рН бурового раствора | 0,7-1,2 |
| Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 0,8-1,2 |
| Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 7-15 |
| Высоковязкий понизитель фильтрации | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств | 0,3-0,5 |
| Смазочная добавка | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз | 1 |
| Понизитель фильтрации | Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор | 0,1-0,15 |
| Низковязкий понизитель фильтрации | Регулятор фильтрации | 0,5-0,6 |
| Смазочная добавка | Снижение коэффициента трения в скважине | 4,5-5,5 |
| Утяжелитель | Регулирование плотности | 150,4 |

Таблица Г.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

| Класс | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|--|--|---------------------------------|
| Регулятор щелочности (Ph) | Поддержание требуемого рН бурового раствора | 0,4-0,5 |
| Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 0,8-1,2 |
| Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 3,4-3,6 |
| Понизитель фильтрации | Регулятор фильтрации | 16-18 |
| Ингибитор (соль) | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 60-100 |
| Смазочная добавка | Снижение коэффициента трения в скважине | 18-22 |
| Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава) | Регулирование плотности, кольматация каналов | 50-100 |
| Бактерициды | Защита от микробиологической деструкции | 0,4-0,5 |
| Пенегасители | Предотвращение пенообразования | 0,4-0,5 |

Таблица Г.4 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0–2400 м»

| Направление интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
|--|------|---------------------|----------------------------------|---|-----------|--|
| От | до | | | | | |
| 0 | 50 | 40 | 393,5 | - | 1,375 | 31,74 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 0,858 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 19,97 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 0,2 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 42,45 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 63,49 |
| Кондуктор интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| От | до | | | | | |
| 50 | 950 | 750 | 295,3 | 306,9 | 1,348 | 71,97 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 7,46 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 45,07 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 3,75 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 87,66 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | 143,95 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 87,66 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 73,0 |
| Экспл. колонна интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| От | до | | | | | |
| 950 | 2400 | 1940 | 215,9 | 228,7 | 1,35 | 114,15 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 7,8 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 37,26 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 5,35 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 177,89 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | 228,3 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 140,64 |

Приложение Д

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат | Стоимость единицы, руб | Подготовительные работы | | Направление | | Кондуктор | | Эксплуатационная | |
|--|------------------------|-------------------------|--------|-------------|--------|-----------|---------|------------------|---------|
| | | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Затраты зависящие от времени | | | | | | | | | |
| Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут | 129,15 | 4 | 516,6 | – | – | – | – | – | – |
| Оплата труда буровой бригады, сут | 138,19 | – | – | 0,11 | 15,2 | 1,93 | 266,71 | 6,56 | 906,53 |
| Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут | 19,9 | 4 | 79,6 | 0,11 | 2,18 | 1,93 | 38,41 | 6,56 | 130,54 |
| Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут | 27,67 | – | – | 0,11 | 3,04 | 1,93 | 53,40 | 6,56 | 181,52 |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение | 7,54 | – | – | 0,11 | 0,82 | 1,93 | 14,55 | 6,56 | 49,46 |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут | 252,86 | 4 | 1011,4 | 0,11 | 27,81 | 1,93 | 488,02 | 6,56 | 1658,76 |
| Износ бурового инструмента к-т,сут | 28,51 | 4 | 114,04 | 0,11 | 3,13 | 1,93 | 55,02 | 6,56 | 187,03 |
| Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут | 6,95 | – | – | 0,11 | 0,76 | 1,93 | 13,41 | 6,56 | 45,59 |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании | 1317 | 1,2 | 1580,4 | 0,11 | 144,87 | 1,93 | 2541,81 | 6,56 | 8639,52 |

Продолжение таблицы Д.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|--------|---|--------|------|-------|------|---------|------|---------|
| Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут | 853,29 | – | – | – | – | 1,93 | 1646,85 | 6,56 | 5597,58 |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут | 16,12 | – | – | 0,11 | 1,77 | – | – | – | – |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут | 246,62 | 4 | 986,48 | – | – | 1,93 | 475,98 | – | – |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут | 370,35 | – | – | – | – | – | – | 6,56 | 2429,50 |
| Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут | 23,22 | – | – | 0,11 | 2,55 | 1,93 | 44,81 | 6,56 | 152,32 |
| Плата за подключенную мощность, сут | 138,89 | 4 | 555,56 | 0,11 | 15,28 | 1,93 | 268,06 | 6,56 | 911,12 |
| Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут | 41,4 | 4 | 165,6 | – | – | – | – | – | – |
| Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут | 100,84 | – | – | 0,11 | 11,09 | 1,93 | 194,62 | 6,56 | 661,51 |
| Эксплуатация ДВС, сут | 8,9 | - | - | 0,11 | 0,98 | 1,93 | 17,18 | 6,56 | 58,38 |
| Эксплуатация трактора, сут | 33,92 | 4 | 135,68 | 0,11 | 3,73 | 1,93 | 65,47 | 6,56 | 222,52 |
| Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут | 100,4 | 4 | 401,6 | 0,11 | 11,04 | 1,93 | 193,77 | 6,56 | 658,62 |

Продолжение таблицы Д.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|--------|-------|---------|-------|---------|-------|----------|------|----------|
| Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т | 13,69 | 146,7 | 2008,32 | – | – | – | – | – | – |
| Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут | 169,29 | 4 | 677,16 | 0,11 | 18,62 | 1,93 | 326,73 | 6,56 | 1110,54 |
| Содержание станции геолого-технологического контроля, сут | 14,92 | – | – | 0,11 | 1,64 | 1,93 | 28,80 | 6,56 | 9,88 |
| Порошок бентонитовый марки А, т | 75,4 | – | – | 14,2 | 1070,68 | 25,4 | 1915,16 | – | – |
| КМЦ-700 высший сорт, т | 1994 | – | – | 0,17 | 338,98 | 0,38 | 757,72 | – | – |
| Биолуп LVL, т | 324,74 | – | – | – | – | – | – | 0,74 | 240,3076 |
| NaCl, т | 215,6 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Сода кальцинированная марки А, т | 18,33 | – | – | 0,085 | 1,56 | 0,06 | 1,0998 | – | – |
| НТФ, т | 916 | – | – | – | – | – | – | 0,42 | 384,72 |
| Ингибитор, т | 328 | – | – | – | – | – | – | 0,63 | 206,64 |
| Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т | 32,46 | 0,35 | 11,36 | 14,51 | 470,99 | 40,32 | 1308,787 | 1,4 | 45,444 |
| Транспортировка турбобуров до 300 км, т | 23,53 | – | – | 0,8 | 18,82 | 3,5 | 101,18 | 1,03 | 24,2359 |
| Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т | 27,46 | – | – | 6,39 | 175,33 | 63,3 | 1738,2 | – | – |
| Транспортировка ГСМ на 300 км, т | 27,45 | 0,82 | 22,51 | 0,34 | 9,33 | 0,86 | 23,61 | – | – |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб | | | 8266,31 | | 2350,2 | | 12579,36 | | 24600,27 |
| Затраты зависящие от объема работ | | | | | | | | | |
| 393,7 М-ЦВ | 686,4 | – | – | 0,1 | 68,64 | – | – | – | – |
| БИТ 295,3 В516 УСМ.08 | 1379,7 | – | – | – | – | 0,43 | 593,271 | – | – |
| БИТ 215,9 ВТ 613 | 1028,4 | – | – | – | – | – | – | 1,18 | 1213,512 |

Окончание таблицы Д.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|----------|---|---------|-----|----------|------|----------|------|---------|
| Обратный клапан КОБ – 178 | 552,3 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Износ шурфа на 10 %, м | 1,56 | – | – | 50 | 78 | 672 | 39 | 2409 | 3758,04 |
| Транспортировка труб, т | 4,91 | – | – | 3,4 | 16,69 | 22,2 | 109,002 | 42,7 | 209,657 |
| Транспортировка долот, т | 6,61 | – | – | 1 | 6,61 | 1 | 6,61 | 1 | 6,61 |
| Транспортировка вахт, руб | 738 | | | | | | | | |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб | 0 | | 169,944 | | 747,883 | | 5187,779 | | |
| Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб | 8266,31 | | 2520,14 | | 13327,24 | | 29788,05 | | |
| Всего по сметному расчету, руб | 54639,74 | | | | | | | | |

Таблица Д.2 – Сводный сметный расчет

| Наименование затрат | Стоимость, руб. |
|--|--------------------|
| 1 | 2 |
| Глава 1 | |
| Подготовительные работы к строительству скважины: | |
| Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д. | 61124 |
| Разработка трубопроводов линий передач и др. | 229 |
| Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания | 1071 |
| Итого по главе 1: | 62424 |
| Глава 2 | |
| Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины: | |
| Строительство и монтаж без транспортировки рабочих | 151301 |
| Разборка и демонтаж | 1210 |
| Монтаж установки для освоения скважины | 450 |
| Демонтаж установки для освоения скважины | 140 |
| Итого по главе 2: | 153101 |
| Глава 3 | |
| Бурение и крепление скважины: | |
| Бурение скважины | 54639 |
| Крепление скважины | 103229 |
| Итого по главе 3: | 157868 |
| Глава 4 | |
| Испытание скважины на продуктивность: | |
| Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне | 12844 |
| Итого по главе 4: | 12844 |
| Глава 5 | |
| Промыслово-геофизические исследования: | |
| Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4) | 17412 |
| Итого по главе 5: | 17412 |
| Глава 6 | |
| Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период: | |
| Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2) | 9829 |
| Эксплуатация котельной | 2935 |
| Итого по главе 6: | 12764 |
| Итого по главам 1-6: | 416414 |
| Глава 7 | |
| Накладные расходы | |
| Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6) | 68292 |

Продолжение таблицы Д.2

| 1 | 2 |
|---|-----------|
| Итого по главе 7: | 68292 |
| Глава 8 | |
| Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7) | 38776 |
| Итого по главе 8: | 38776 |
| Глава 9 | |
| Прочие работы и затраты: | |
| Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8) | 24080 |
| Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8) | 15181 |
| Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8) | 9422 |
| Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4) | 256 123 |
| Топографо-геодезические работы Скважины на воду | 4771 |
| Итого по главе 9: | 53834 |
| Итого по главам 1-9: | 577316 |
| Глава 10 | |
| Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9) | 1154 |
| Итого по главе 10 | 1154 |
| Глава 11 | |
| Проектные и исследовательские работы | |
| Изыскательские работы Проектные работы | 790 3830 |
| Итого по главе 11 | 4620 |
| Глава 12 | |
| Резерв средств на непредвиденные работы и затраты | |
| Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11) | 29155 |
| Итого по главе 12 | 29155 |
| Итого по сводному сметному расчету | 612245 |
| С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г. | 125020540 |
| НДС 18% | 22503697 |
| ВСЕГО с учетом НДС | 147524237 |

Приложение Е

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО- ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 2400 м

Оборудование:

Буровая установка 2500/ 160 ЗМК-ВМ
 Лыбедка ЛБВ-600 АС 1
 Тапвавая сист. емк. 4x5
 Рот. ср. Р-700
 Насосы УНБ-950

| Геологическая часть | | | | | | | | | | Техническая часть | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|----------------|----------------|-------|-----------------------------------|-------------|----------------|------------------------|---|--------------------------|-------------------|-----------------------------|------------------------|---------------------|------------------------|------------------------------------|--|-------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Глубина, м | Стратиграфия | | | Лито- и фациальные признаки пород | Температура | Свертываемость | Итеррациональный обмен | | Конструкция скважины | | | Тип и размер двигателя | Скважина гермет. т. | Число вращений, об/мин | Поверка температуры, тельность, °С | Параметры трюмной жидкости | Примечание | | | | | | | | | | | | |
| | Порядки | Область | Слага | | | | 7 | 8 | 394 мм | 295 мм | 215 мм | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | | | | | | | | | | | | | |
| 0-100 | ПАЛВОТЕНОВСКАЯ | Четверг отл. | | 2 | | | | | Кондуктор | 800 м | РДСВЛТ 2863 ВЛ 48 СР (8х8м) | ДПР-2407/855 | 5-12 | 400-140 | 67 | Плотность - 119 г/см ³ Устойчивая вязкость - 30-40 сПз Щелочность - 0,2-0,3 г/л pH - 7-8 | Направление Вм | | | | | | | | | | | | |
| 100-200 | | Тургааская | | 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 200-300 | | Нво-мийтовская | | 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 300-400 | | Атгыльская | | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 400-500 | | Таванская | | 12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500-600 | | Лачинская | | 24 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 600-700 | | Талицкая | | 26 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 700-800 | | Ганьинская | | 31 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 800-900 | | Саян-ордская | | 36 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 900-1000 | | Платовская | | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1000-1100 | МЕРТОВСКАЯ | Пурская | | 66 | | | | | Эксплуатационная колонна | 800 м | РДСВЛТ 2169 ВЛ 60х42(7м) | ДПР-1127/87С | 5-15 | 140-180 | 40 | Плотность - 124 г/см ³ Устойчивая вязкость - 40-60 сПз Щелочность - 0,2-0,3 г/л pH - 7-8 | Направление Вм | | | | | | | | | | | | |
| 1100-1200 | | | | 67 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1200-1300 | | | | 68 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1300-1400 | | | | 69 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1400-1500 | | | | 70 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1500-1600 | | | | 71 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1600-1700 | | | | 72 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1700-1800 | | | | 73 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1800-1900 | | | | 74 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1900-2000 | | | | 75 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2000-2100 | ТАРСКАЯ | Тарская | | 88 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2100-2200 | | | | 89 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2200-2300 | | | | 90 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2300-2400 | | | | 91 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2400 | КУРДЖАНСКАЯ | Курджанская | | 98 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2400 | | | | 99 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

- песок
 - сланцы
 - суглинки
 - глина
 - аргилиты

1. Плотность трюмной жидкости - 119 г/см³
 2. Устойчивая вязкость - 30-40 сПз
 3. Щелочность - 0,2-0,3 г/л
 4. pH - 7-8
 5. Плотность трюмной жидкости - 124 г/см³
 6. Устойчивая вязкость - 40-60 сПз
 7. Щелочность - 0,2-0,3 г/л
 8. pH - 7-8