

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| | |
|--|------------------------|
| Тема работы | |
| «Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины (пласт PZ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 1020/С от 08.02.2019 |

УДК 622.243.23:622.143(571.12)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б5В | Корольков Федор Викторович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Кащук Ирина Вадимовна | к.т.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) |
|----------------|---|
| P1 | Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности |
| P2 | Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i> |
| P3 | Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности |
| P4 | Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i> |
| P5 | Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> |
| P6 | Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов |
| P7 | Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику |
| P8 | Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i> |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли |
| P10 | <i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i> |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов |

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество |
|--------|----------------------------|
| 2Б5В | Корольков Федор Викторович |

Тема работы:

| | |
|--|------------------------|
| «Технологические решения для строительства разведочной наклонно-направленной скважины (пласт PZ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 1020/С от 08.02.2019 |

| | |
|--|-------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 26 мая 2019 |
|--|-------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| Исходные данные к работе | Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменской 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 |

| | |
|--|--|
| | <p>отборе керна);</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 технологии гибридных долот |
| <p>Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей</p> | <p>1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны)</p> |

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|--|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, Кащук Ирина Вадимовна |
| Социальная ответственность | Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть

2. Технологическая часть

3. Анализ технологий разработки тяжелых высоковязких нефтей

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б5В | Корольков Федор Викторович | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б5В | Королькову Федору Викторовичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|----------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | Нефтегазовое дело |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

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

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР) | Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ. |
| 2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР | Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ. |
| 3. Составление сметы инженерного проекта | Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет. |
| 4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков | Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии. |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

| |
|--------------------------------|
| 1. Матрица SWOT |
| 2. Линейный календарный график |
| 3. Нормативная карта |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-----------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Кащук Ирина Вадимовна | к.т.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|----------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б5В | Корольков Федор Викторович | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б5В | Королькову Федору Викторовичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|----------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | Нефтегазовое дело |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
|---|---|
| 1. Характеристика объекта исследования и области его применения | Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной наклонно-направленной скважины (пласт PZ) на нефтгазоконденсатном месторождении (Тюменская область) |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: |
| 1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; | 1.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно - геологических изысканий); |
| 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | 1.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно - бытового обслуживания рабочих). |
| 2. Производственная безопасность | 2. Производственная безопасность |
| 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности: | 2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. |
| 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности: | 2.2. Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - электрический ток; - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - пожароопасность; - взрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов. |
| 3. Экологическая безопасность | 3. Экологическая безопасность: |
| 3.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду; | 3.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение |

| | |
|---|--|
| | бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); |
| 3.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности. | 3.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: |
| 4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; | 4.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: -техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); -природного характера – (лесные пожары); |
| 4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС. | 4.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий. |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | – | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б5В | Корольков Федор Викторович | | |

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года.

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 20.03.2019 | 1. Геологическая и технологическая части | 65 |
| 01.05.2019 | 2. Специальная часть и графические приложения | 30 |
| 30.05.2019 | 3. Предварительная защита | 5 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 страниц, 11 рисунков, 27 таблиц, 44 литературных источника, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение скважин, буровая установка, породоразрушающий инструмент, буровой раствор, фильтрация, заканчивание скважин, экономическая эффективность, экология, техника безопасности.

Цель работы – проектирование строительства разведочной наклонно-направленной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной наклонно-направленной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны.

В работе содержатся данные о технологических параметрах сооружения скважины, процессах бурения и заканчивания скважин, выбранном оборудовании, вопросы охраны окружающей среды и оценка экономической эффективности строительства скважины.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, либо подготовительных работах и техническом сопровождении этих процессов.

Выпускная квалификационная работа выполнена, опираясь на современные достижения техники и технологии в области строительства нефтяных и газовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CorelDRAW» (представлены вместе с ВКР).

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

хвостовик: потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

газонефтеводопроявление: поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

полимер: высокомолекулярное соединение, состоит из большого числа повторяющихся одинаковых или различных по строению атомных группировок – составных звеньев (мономеров), соединенных между собой химическими или координационными связями в длинные линейные или разветвленные цепи, а также пространственные трёхмерные структуры.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КБТ – компоновка бурильных труб;

КМЦ – карбоксиметилированный крахмал;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы ;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

СВП – силовой верхний привод;

МСП – механическая скорость проходки.

Оглавление

| | |
|--|----|
| Введение | 14 |
| 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 15 |
| 1.1 Геологические условия бурения | 15 |
| 1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторожде..... | 17 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений | 19 |
| 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... | 20 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины..... | 20 |
| 2.2 Обоснование конструкции скважины..... | 22 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя | 22 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений | 22 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 23 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования | 24 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн | 24 |
| 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины | 25 |
| 2.3 Углубление скважины | 26 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения | 26 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента | 27 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород..... | 27 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота | 29 |
| 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя..... | 31 |
| 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны..... | 32 |
| 2.3.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора | 32 |
| 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов..... | 35 |
| 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины..... | 36 |
| 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна | 36 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин | 36 |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн | 36 |
| 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений | 37 |
| 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений..... | 38 |

| | |
|--|----|
| 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине | 40 |
| 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины | 41 |
| 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн..... | 41 |
| 2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов | 41 |
| 2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей | 42 |
| 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины..... | 42 |
| 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн..... | 44 |
| 2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин..... | 44 |
| 2.5 Выбор буровой установки..... | 44 |
| 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ | 46 |
| 3.1 Актуальность..... | 46 |
| 3.2 Общие сведения о месторождениях высоковязких нефтей и природных битумов | 47 |
| 3.3 Технологии разработки | 49 |
| 3.3.1 Карьерный способ..... | 49 |
| 3.3.2 «Холодные» способы добычи | 50 |
| 3.3.3 Термогазовый метод..... | 52 |
| 3.4 Заключение | 54 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 55 |
| 4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений | 55 |
| 4.1.1 Потенциальные потребители проекта | 55 |
| 4.1.2 SWOT-анализ | 55 |
| 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины..... | 55 |
| 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины | 56 |
| 4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения | 58 |
| 4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ..... | 58 |
| 4.3 Сметная стоимость строительства вертикальной скважины | 59 |
| 4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии | 61 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 63 |

| | |
|---|-----|
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 63 |
| 5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства | 63 |
| 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 63 |
| 5.2 Производственная безопасность | 64 |
| 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия..... | 64 |
| 5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению | 67 |
| 5.3 Экологическая безопасность | 70 |
| 5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду..... | 70 |
| 5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности..... | 70 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 73 |
| 5.4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин | 73 |
| 5.4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС | 73 |
| Заключение | 74 |
| Список использованных источников..... | 75 |
| Приложение А | 79 |
| Приложение Б..... | 86 |
| Приложение В | 87 |
| Приложение Г..... | 88 |
| Приложение Д..... | 89 |
| Приложение Е | 93 |
| Приложение Ж | 100 |
| Приложение И..... | 102 |
| Приложение К | 114 |

Введение

Экономическое значение нефтяной и газовой промышленности для Российской Федерации трудно переоценить. Извлекаемые из недр ресурсы занимают значительную долю в российском экспорте и федеральном бюджете. На фоне экономических кризисов, спровоцировавших существенное падение цен на нефть, и несопоставимых с темпами изменения цен на нефть темпов изменения себестоимости добычи нефти, встает вопрос о рентабельности применяемых промышленных технологий. На цену тонны добытой нефти также влияют износ оборудования, вопросы производственной и экологической безопасности, а также ухудшение состояния сырьевой базы.

Строительство скважины является наиболее дорогостоящим процессом и видом работ в нефтяной промышленности, и поэтому внедрение инновационных и модернизированных технологий в этой сфере позволит максимизировать экономический эффект за счет повышения качества, снижения трудоемкости и ресурсоемкости работ.

Цель данной выпускной квалификационной работы – проектирование строительства разведочной наклонно-направленной скважины глубиной 4120 метров на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области.

Работа содержит данные о геолого-геофизическом строении района ведения работ, технологические параметры для сооружения скважины, параметры режима бурения, а также выбранное для эксплуатации оборудование; исследования различных технологий разработки месторождений с запасами тяжелых высоковязких нефтей; оценка коммерческого потенциала и экономической эффективности строительства.

Проектируемые в данной работе решения – в частности, информация, изложенная в разделе «Специальная часть» – могут найти применение буровыми и сервисными компаниями, сфера деятельности которых включает в себя строительство и заканчивание скважин, либо подготовительные работы и техническое сопровождение этих процессов.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.

Таблица 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 | до | название | индекс | угол | |
| 0 | 85 | Четвертичные отложения | Q | 0 | 1,4 |
| 85 | 140 | Люлинворская | Pg | 0 | 1,4 |
| 140 | 315 | Тибейсалинская | Pg | 0 | 1,4 |
| 315 | 445 | Танамская | K ₂ | 0 | 1,4 |
| 445 | 845 | Часельская | K ₂ | 0 | 1,4 |
| 845 | 943 | Кузнецовская | K ₂ | 0 | 1,4 |
| 943 | 1793 | Покурская | K ₂ | 0-0,5 | 1,2 |
| 1793 | 1955 | Малохетская | K ₁ | 0-0,5 | 1,2 |
| 1955 | 2520 | Юрацкая | K ₁ | 0,5-0,8 | 1,2 |
| 2520 | 2608 | Яновстанская | J ₃ | 0,5-0,8 | 1,1 |
| 2608 | 2869 | Сиговская | J ₃ | 0,8-1,5 | 1,07 |
| 2869 | 2914 | Точинская | J ₂ | 0,8-1,5 | 1,1 |
| 2914 | 3740 | Тюменская | J ₂ | 0,8-1,5 | 1,1 |
| 3740 | 4000 | Худосейская | J ₁ | 0,8-1,5 | 1,1 |
| 4000 | 4300 | Палеозой | PZ | 0,8-1,5 | 1,1 |

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.1 приложения А.

Характеристика горных пород по градиенту давлений и температуре представлена в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства горных пород представлены в таблице А.3 приложения А.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтеносность разреза представлена в таблице 2.

Таблица 2– Нефтеносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал | | Тип коллектора | Плотность г/см ³ | | Подвижность, дарси на сантипуаз | Содержание серы, процент по весу | Свободный дебит | Параметры растворенного газа | | | | |
|---|----------|------|----------------|-----------------------------|-----------------|---------------------------------|----------------------------------|-----------------|-----------------------------------|--|---|--|--|
| | от | до | | в пластовых условиях | после дегазации | | | | газовый фактор, м ³ /т | содержание углекислого газа, процент по объему | относительная по воздуху плотность газа | коэффициент сжимаемости, 1/МПа 10 ⁴ | давление насыщения в пластовых условиях, МПа |
| Ю ₁ | 2786 | 2788 | поровый | 0,660 | 0,799 | <0,03 | 0,02-0,05 | 2,15-11,48 | 15 | 320 | - | 1,39 | 0,836 |
| Ю ₁ | 2803 | 2805 | | 0,661 | 0,840 | | 0,04-0,10 | 0,64-11,54 | 83 | 320 | - | 1,39 | 0,836 |
| Ю ₁ | 2834 | 2836 | | 0,617 | 0,812 | | 0,13 | 5,61 | 47 | 310 | - | 1,39 | 0,890 |

Газоносность разреза представлена в таблице 3.

Таблица 3– Газоносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал | | Тип коллектора | Состояние (газ, конденсат) | Содержание сероводорода, % по объему | Содержание углекислого газа, % по объему | Относительная по воздуху плотность газа | Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях | Свободный дебит ГК смеси, тыс. м ³ /сут | Индекс стратиграфического подразделения | |
|---|----------|------|----------------|----------------------------|--------------------------------------|--|---|---|--|---|-------------------|
| | от | до | | | | | | | | в пластовых условиях | на устье скважины |
| T | 837 | 887 | Поровый | газ | - | 0,22 | 0,565 | - | 72 | - | - |
| ПК ₁ | 943 | 978 | | газ | - | 1,05 | 0,585 | - | 191 | - | - |
| ПК ₁₇₋₁₈ | 1695 | 1750 | | газ | - | 0,27 | 0,585 | - | 120 | - | - |
| Ач ₁ | 2516 | 2518 | | г/к | - | 0,30 | 0,585 | - | 97 | - | - |
| Ю ₁ ¹ | 2784 | 2786 | | г/к | - | 0,27 | 0,846 | - | 124/11 | - | 0,73 |
| Ю ₁ ² | 2801 | 2803 | | г/к | - | 0,30 | 0,850 | - | 56/12 | - | 0,76 |
| Ю ₁ ³ | 2824 | 2827 | | г/к | - | 0,34-0,72 | 0,880 | - | 127/29 | - | 0,77 |
| Ю ₁ ⁴ | 2832 | 2834 | | г/к | - | 0,34-0,59 | 1,050 | - | 147/53 | - | 0,79 |
| Ю ₂ ¹ | 2914 | 2917 | | г/к | - | 0,58 | 0,790 | - | 82/24 | - | 0,76 |
| Ю ₃ | 2945 | 2955 | | г/к | - | 0,34-0,59 | 0,790 | - | 20/5 | - | 0,76 |
| Ю ₁₀₋₁₁ | 3760 | 3780 | | г/к | - | 0,34-0,59 | 0,795 | - | 10-20/5 | - | 0,76 |
| Ю ₁₂ | 3800 | 3810 | | г/к | - | 0,34-0,59 | 0,795 | - | 10-20/5 | - | 0,76 |
| Pz | 4040 | 4080 | | г/к | - | 0,34-0,59 | 0,600 | - | 10-20/5 | - | 0,76 |

Водоносность разреза представлена в таблице 4.

Таблица 4– Газоносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал | | Тип коллектора | Плотность, г/см ³ | Свободный дебит, м ³ /сут | Фазовая проницаемость, мДарси | Химический состав воды в мг/эквивалентной форме | | | | | | Относится к источнику питьевого водоснабжения |
|---|----------|------|----------------|------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|---|------------------------------|-------------------------------|--------------------|------------------|------------------|---|
| | от | до | | | | | анионы | | | катионы | | | |
| | | | | | | | Cl ⁻ | SO ₄ ⁻ | HCO ₃ ⁻ | Na ⁺ +K | Mg ⁺⁺ | Ca ⁺⁺ | |
| Q | 0 | 85 | Поровый | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | Нет |
| K ₂ | 445 | 835 | | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | Нет |
| K ₂ -K ₁ | 1000 | 1690 | | н/д | 0 | - | - | - | - | - | - | - | Нет |
| K ₁ | 1793 | 2510 | | 1,002 | 0 | - | 77-85 | 1,8 | 14-23 | 79-94 | 4-5 | 0,1-0,9 | Нет |
| J ₃ | 2608 | 2750 | | 1,002 | 8-300 | - | 77-85 | 1,8- | 14-24 | 79-94 | 4-5 | 0,1-0,9 | Нет |
| J ₂ | 2960 | 3740 | | 1,01 | 1,64-2,67 | - | 66-84 | 0,9 | 11-45 | 95-99 | 1-3 | 1 | Нет |

1.3 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в таблице Б.1 приложения Б.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Беря в расчет техническое задание на бурение скважины (отход точки вскрытия продуктивного пласта от вертикали – 600 м, длина вертикального участка – 300 м) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование 5-интервального профиля скважины. Третий участок (стабилизации) позволяет достичь требуемого отхода от вертикали, провести отбор керна в продуктивном горизонте, не прибегая к дополнительному искривлению скважины. Кроме того, за счет подобранного зенитного угла в третьем участке представляется возможным расположить глубинно-насосное оборудование на требуемой высоте от кровли. Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств направленного бурения и контроля проводки скважины, чтобы обеспечить свободную проходимость компоновок низа бурильной колонны в стволе скважины.

Исходные данные, необходимые для расчета и проектирования конструкции скважины приведены в таблице Г.1 приложения Г. Проектный профиль скважины представлен на рисунке 1.

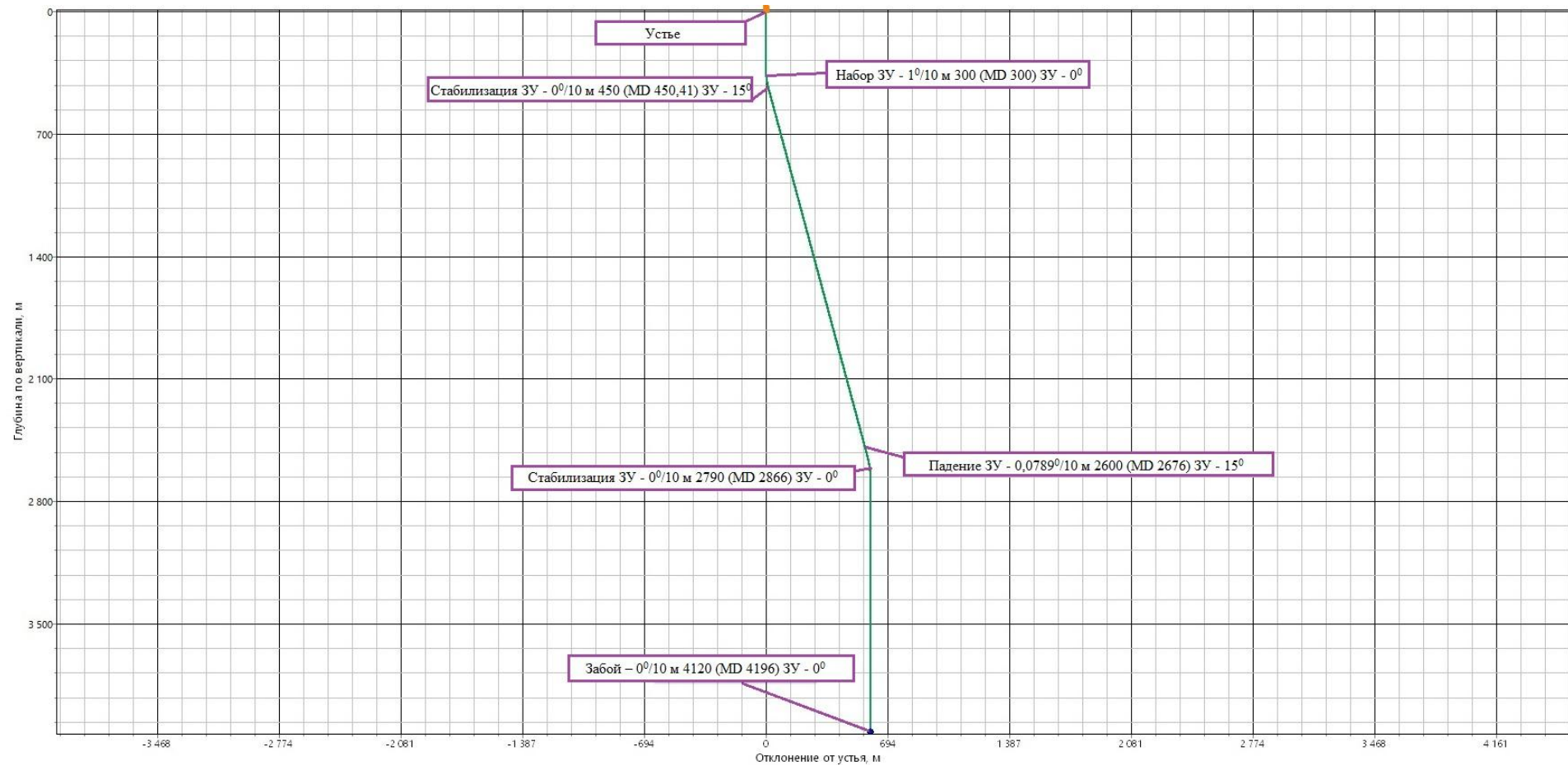


Рисунок 1– Профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также другими различными условиями. Далее проведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция забоя – соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного пласта, обеспечивающие устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным значением дебита [2].

Согласно рекомендациям для вскрытия Палеозойских отложений и техническому заданию выбираем забой открытого типа с хвостовиком (диаметр хвостовика – 127 мм). Для применения на данной скважине доступно подвесное устройство ПХН1.127/168 с гидравлическим разъединителем [3].

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по данным Поселковского месторождения.

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется. Проектирование технической колонны не требуется.

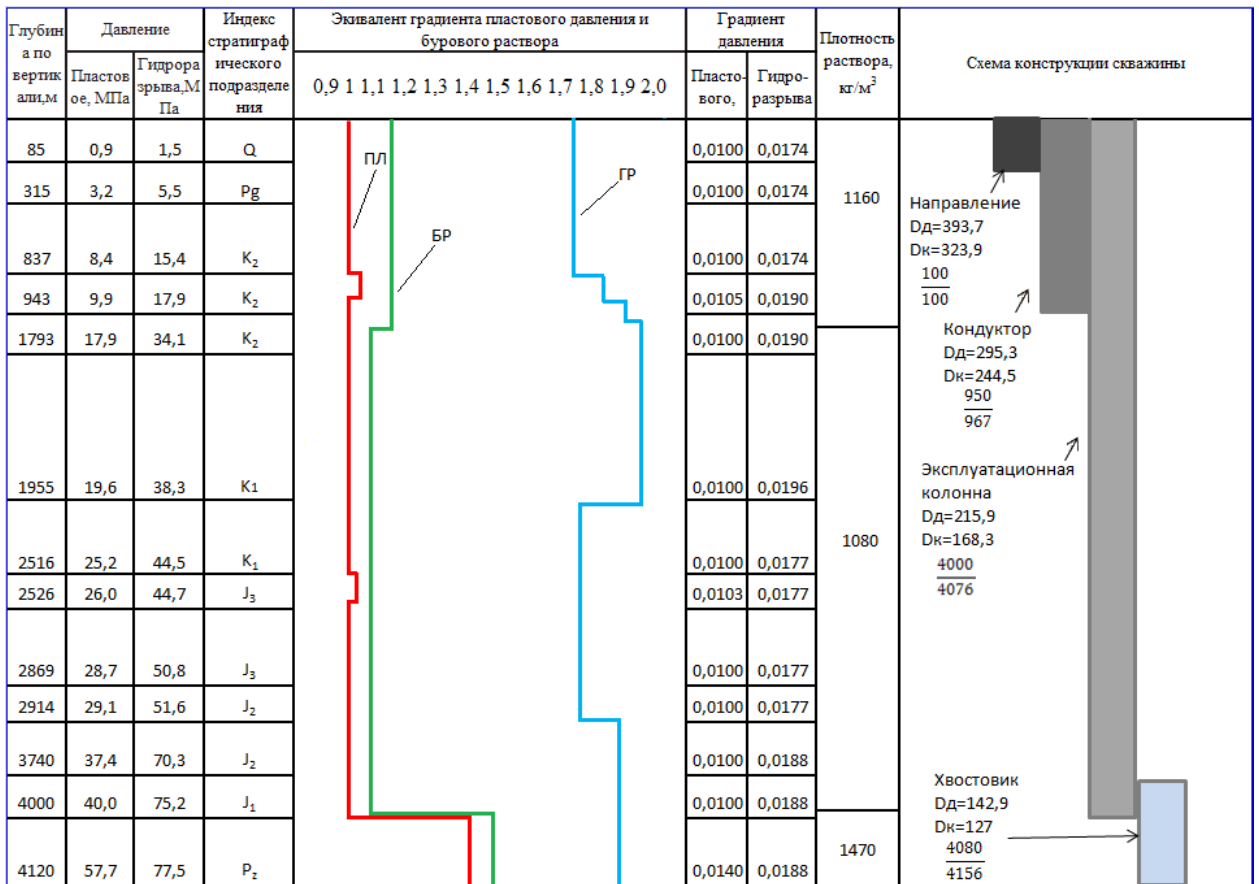


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном случае спустим направление до глубины 100 м, перекрыв таким образом четвертичные отложения на 15 м.

Минимальную глубину спуска кондуктора определим по формуле (1):

$$H_{\text{к}} \geq \frac{P_{\text{пл}} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\text{ф}}}{\Delta P_{\text{ГР}} - 0,01 \cdot \gamma_{\text{ф}}} \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ – максимальное пластовое давление, Мпа;

L – глубина скважины, м;

$\gamma_{\text{ф}}$ – плотность пластового флюида, г/см³;

$\Delta P_{\text{ГР}}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, Мпа/м.

$$H_{\text{к}} = \frac{57,7 - 0,01 \cdot 4080 \cdot 0,76}{0,0188 - 0,01 \cdot 0,76} = 940,4$$

С учетом того, что кондуктор должен перекрыть всю толщ неустойчивого интервала разреза, спустим его до глубины 950 м.

Исходя из графика совмещенных давлений, принимаем глубину спуска эксплуатационной колонны 4000 м.

Хвостовик проектируется на глубину продуктивного пласта 4080 м, с учетом интервала под ЗУМПФ, равного 40 м.

Исходя из геологических характеристик и совмещённого графика давлений, запроектирована следующая конструкция скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [14]:

- Направление цементируется на всю длину: 0–100 м;
- Кондуктор цементируется на всю длину: 0–967 м;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 500 м: 467–4077 м;
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны на 250 м: 3827–4156;

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным значением является диаметр хвостовика, т.к. его диаметр 127 мм прописан в техническом задании. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

| Название колонны | | Глубина спуска, м | | | | Интервал цементирования, м | | Внешний диаметр обсадной колонны, мм | Диаметр бурового долота на интервале, мм |
|---------------------------|----|------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------|--------------------------------------|--|
| | | расчетная по вертикали | запроектированная по вертикали | расчетная по стволу | запроектированная по стволу | по вертикали | по стволу | | |
| Направление | от | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 323,9 | 393,7 |
| | до | 85 | 100 | 85 | 100 | 100 | 100 | | |
| Кондуктор | от | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 244,5 | 295,3 |
| | до | 940 | 950 | 957 | 967 | 950 | 967 | | |
| Эксплуатационная колонная | от | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 463 | 168 | 215,9 |
| | до | 4000 | 4000 | 4076 | 4076 | 4000 | 4076 | | |
| Хвостовик | от | 4000 | 4000 | 4076 | 4076 | 3750 | 3826 | 127 | 142,9 |
| | до | 4080 | 4080 | 4156 | 4156 | 4080 | 4080 | | |

Конструкция скважины представлена на рисунке Г.1 приложения Г.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для газовой скважины рассчитывается по формуле (2):

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле (3):

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (3)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

$$P_{му} = 17,02 \text{ МПа}$$

Кроме максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор (диаметр 244,5 мм) и эксплуатационная колонна (диаметр 168,3 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-168x245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 215,9 мм, но не больше обвязанной колонны под кондуктор (244,5 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80x21.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Для бурения направления следует использовать роторный способ бурения, так как колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а следовательно и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну планируется использовать ВЗД, так как в этих интервалах проектируется набор и падение зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данных интервалов. Бурение интервала под хвостовик также проектируется с применением ВЗД для обеспечения высокой механической скорости. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

| Интервал, м | Обсадная колонна | Способ бурения |
|--------------------|--------------------------|-----------------------|
| 0-100 | Направление | Роторный |
| 100-967 | Кондуктор | С применением ВЗД |
| 967-4077 | Эксплуатационная колонна | С применением ВЗД |

Окончание таблицы 6

| | | |
|-----------|-----------------------|-------------------|
| 4077-4091 | Интервал отбора керна | Роторный |
| 4091-4197 | Хвостовик | С применением ВЗД |

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины проектируется использовать четыре долота. Среди них только одно долото является шарошечным и применяется для бурения интервала под направление. Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик применяются долота с резцами PDC. Исходя из технико-экономических показателей этих долот, данный выбор является оптимальным.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

| Интервал | | 0-100 | 100-967 | 967-4077 | 4077-4196 |
|--------------------------|---------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Шифр долота | | 393,7 (15 ½) GRD111 | 295,3 (11 5/8) FD 619 SM | 215,9 (8 ½) FD 613 SM | 142,9 (5 5/8) sFD 6 13 M |
| Тип долота | | Шарошечное | PDC | PDC | PDC |
| Диаметр долота, мм | | 393,7 | 295,3 | 215,9 | 142,9 |
| Тип горных пород | | М | МС | МС,СТ | СТ |
| Присоединительная резьба | Гост | НЗ-177 | НЗ-152 | НЗ-117 | НЗ-88 |
| | API | 7 5/8 Reg | 6 5/8 Reg | 4 1/2 Reg | 3 1/2 Reg |
| Длина, м | | 0,4 | 0,39 | 0,37 | 0,26 |
| Масса, кг | | 180 | 83 | 43 | 16,7 |
| G, т | Рекомендуемая | 20-42 | 2-10 | 2-10 | 2-8 |
| | предельная | 52 | 12 | 12 | 10 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 80-175 | 60-400 | 60-400 | 60-200 |
| | Предельная | 175 | 400 | 400 | 200 |
| Колибратор | | 1-КА393,7 СТК M177/152 | 1-КА295,3 СТК M152/152 | 2-КС 215,9 СТ M117/117 | - |

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Осевая нагрузка G_1 при которой обеспечивается объемное разрушение породы для долот рассчитывается по формуле (4):

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3} \quad (4)$$

где α – коэффициент забойных условий (в проектировочных условиях $\alpha=1$);

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см²;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см²;

Опорная площадь поверхности F для шарошечных долот рассчитывается по формуле (5), для долот PDC – по формуле (6):

$$F = \frac{D_d}{2} \times \eta \times \delta \quad (5)$$

где D_d – диаметр долота, см;

η – коэффициент перекрытия, в проектировочных условиях $\eta=1$;

δ – начальное притупление зубьев (в проектировочных расчетах $\delta=1$).

$$F = 0,03 \times D_c \times k_T \quad (6)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Статическая осевая нагрузка G_2 рассчитывается по формуле (7):

$$G_2 = q \times D_d \quad (7)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

D_d – диаметр долота, мм.

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна

превышать 80% от предельной $G_{пред}$, указанной в технической характеристике долота.

G_3 рассчитывается по формуле (8):

$$G_3 = 0,8 \times G_{пред} \quad (8)$$

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для бурения интервала под хвостовик проектируется максимально возможная осевая нагрузка, так как интервал сложен твердыми абразивными породами.

Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

| Интервал | 0-100 | 100-967 | 967-4077 | 4077-4091 | 4091-4196 |
|------------------------|---------------------------|---------|----------|-----------|-----------|
| | Исходные данные | | | | |
| α | 1 | | | | |
| Рш, кН/см ² | 9,7 | 12,0 | 30,9 | 83,4 | 83,4 |
| Дд, см | 39,4 | 29,3 | 21,6 | 21,6 | 21,6 |
| η | 1 | | | | |
| δ , см | 1 | - | - | - | - |
| q, кН/мм | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| $G_{пред}$, кН | 509,9 | 117,7 | 117,7 | 58,9 | 117,7 |
| | Результаты проектирования | | | | |
| G_1 , кН | 28,5 | 24,6 | 43,4 | 117,0 | 117,0 |
| G_2 , кН | 39,4 | 59,1 | 64,8 | 64,8 | 64,8 |
| G_3 , кН | 408,0 | 94,1 | 94,1 | 47,0 | 94,1 |
| $G_{проект}$, кН | 39,4 | 59,0 | 64,8 | 47,0 | 94 |

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для бурения интервала под направление проектируется частота меньше рассчитанной. Это обусловлено тем, что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения.

Для всех остальных интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике,

обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки, формула (9):

$$n_1 = 19,1 \frac{V_n}{D_d}, \quad (9)$$

где V_n – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

- по времени контакта зубьев долота с горной породой, формула (10):

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \frac{d_{ш}}{\tau \cdot z \cdot D_d}, \quad (10)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки, мм;

τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

z – число зубьев на периферийном венце шарошки;

D_d – диаметр долота, м.

- по стойкости опор, формула (11):

$$n_3 = \frac{T_o}{0,02(\alpha + 2)}, \quad (11)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы;

T_o – стойкость опоры, час.

Расчет частоты вращения для долот PDC производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота по формуле (9).

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

| Интервал | | 0-100 | 100-967 | 967-4077 | 4077-4091 | 4091-4196 |
|------------------------------|----|--------|---------|----------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | | |
| V _л , м/с | | 3 | 1,8 | 1,3 | 1,1 | 1,1 |
| Дд | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 | 0,146 | 0,1429 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,9 | 146 | 142,9 |
| τ, мс | | 5 | - | - | - | - |
| z | | 24 | - | - | - | - |
| α | | 0,8 | - | - | - | - |
| Результаты проектирования | | | | | | |
| n ₁ , об/мин | | 145 | 116 | 115 | 143 | 146 |
| n ₂ , об/мин | | 325 | - | - | - | - |
| n ₃ , об/мин | | 657 | - | - | - | - |
| n _{проект} , об/мин | | 80 | 115 | 115 | 40 | 145 |

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор (100-967 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, совместимый с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну (967-4077 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДР-127.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проектирования параметров забойного двигателя

| Интервал | | 0-100 | 100-967 | 967-4077 | 4077-4196 |
|---------------------------|----|-------|---------|----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | |
| Дд | м | - | 0,2953 | 0,2159 | 0,1429 |
| | мм | - | 295,3 | 215,9 | 142,9 |
| Gос, кН | | - | 59 | 65 | 78 |
| Q, Н*м/кН | | - | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| Dзд, мм | | - | 240 | 178 | 127 |
| Mр, Н*м | | - | 2329 | 1883 | 2254 |
| Mо, Н*м | | - | 147,7 | 108 | 71,5 |
| Mуд, Н*м/кН | | - | 36,9 | 27,4 | 18,6 |

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Масса, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|-----------------|-------------|----------------------|----------|-----------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДГР-240М.7/8.41 | 100-950 | 240 | 8,03 | 1851 | 30-50 | 84-144 | 16,0 | 191 |
| ДГР-178М.7/8.37 | 950-4077 | 178 | 6,98 | 1036 | 25-35 | 96-144 | 12,0 | 128 |
| ДРЗ-127М.7/8.37 | 4077-4196 | 127 | 5,74 | 418 | 10-20 | 120-240 | 5,5 | 96 |

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Результаты проектирования бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| Наименование | Характеристика бурильных труб | | | |
|------------------|-------------------------------|--------------------|------------------|-----------------|
| | диаметр, мм | толщина стенки, мм | группа прочности | длина секции, м |
| НУБТ-178 | 178 | 53,2 | Д | 18,6 |
| СБТ-127x9,19 (Е) | 127 | 9,19 | Е | 700 |
| ТБТ | 127 | 25,40 | Д | 100 |
| ПК-127x9,19 (Е) | 127 | 9,19 | Е | 3258 |

Буровое оборудование по интервалам бурения представлено в таблицах Д.1 – Д.3 приложения Д. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице Д.4 приложения Д.

2.3.7 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчётов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий

на размыв стенок скважины и предотвращения прихватов и устойчивости работы гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышеперечисленных расчётов являются значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчёт выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условия оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ВЗД.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 13. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице Е.3 приложения Е.

Таблица 13 – Проектирование расходов бурового раствора

| Интервал | 0-100 | 100-967 | 967-4076 | 4076-4196 |
|--|--------|---------|----------|-----------|
| Исходные данные | | | | |
| $D_{д}, м$ | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 | 0,1429 |
| K | 0,6 | 0,5 | 0,3 | 0,3 |
| K_k | 1,4 | 1,4 | 1,15 | 1,1 |
| $V_{кр}, м/с$ | 0,15 | 0,13 | 0,11 | 0,11 |
| $V_m, м/с$ | 0,0083 | 0,0069 | 0,0042 | 0,0042 |
| $d_{бт}, м$ | 0,127 | 0,127 | 0,127 | 0,089 |
| $d_{мах}, м$ | 0,229 | 0,203 | 0,173 | 0,145 |
| $d_{нмах}, м$ | 0,02 | 0,016 | 0,007 | 0,007 |
| N | 1 | 5 | 6 | 6 |
| $V_{кпмин}, м/с$ | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| $V_{кпмах}, м/с$ | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 |
| $\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$ | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| $\rho_p, г/см^3$ | 1,16 | 1,16 | 1,08 | 1,47 |
| $\rho_n, г/см^3$ | 2,30 | 2,41 | 2,58 | 2,63 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $Q_1, л/с$ | 60 | 20 | 11 | 6 |
| $Q_2, л/с$ | 70 | 37 | 15 | 10 |
| $Q_3, л/с$ | 140 | 52 | 32 | 23 |
| $Q_4, л/с$ | 73 | 36 | 15 | 14 |
| $Q_5, л/с$ | 23 | 35 | 25 | 12 |
| $Q_6, л/с$ | - | 30-50 | 30-40 | 10-20 |
| Дополнительные проверочные расчеты | | | | |
| $M, Н*м$ | - | 3624,8 | 3624,8 | 1343,8 |
| $M_{табл}, Н*м$ | - | 14500 | 50000 | 4650 |
| $Q_n, л/с$ | - | 36,4 | 27,8 | 27,8 |
| $Q_{пров1}, л/с$ | - | 10,2 | 16,2 | 6,6 |
| $Q_{пров2}, л/с$ | - | 32,8 | 25,0 | 25,0 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | | |

Окончание таблицы 13

| ΔQ , л/с | 73-150 | 37-52 | 25-32 | 14-23 |
|---|--------|-------|-------|-------|
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | | |
| Q , л/с | 70 | 50 | 30 | 15 |

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчётов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий на размыв стенок скважины и предотвращения прихватов и устойчивости работы гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышеперечисленных расчётов являются значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчёт выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условия оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ВЗД.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, скомпонованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

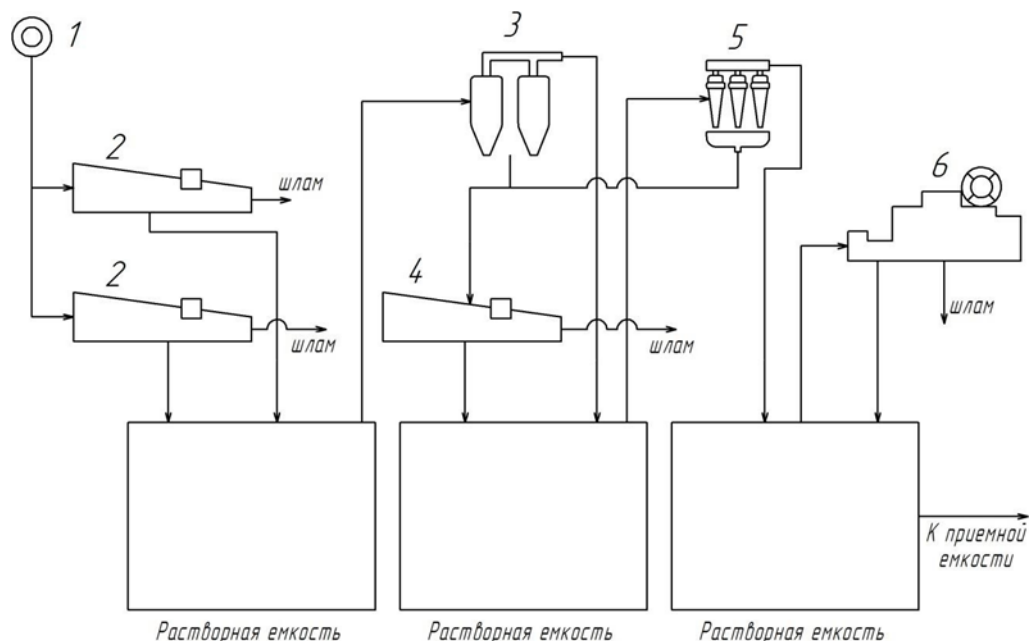


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора

Обозначения на рисунке 3:

- 1 – скважина;
- 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад;
- 3-5 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner;
- 3 – пескоотделитель Derrick Desander;
- 4 – вибросито Derrick FLC 2000;
- 5 – илоотделитель Derrick Desilter;
- 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны нижеописанные типы буровых растворов: под направление – глинистый; под кондуктор и эксплуатационную колонну – полимерглинистый; под хвостовик и вскрытие продуктивного пласта – биополимерный хлоркалиевый [5]. В таблице 14 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице Е.3 приложения Е.

Таблица 14 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

| Интервал (по стволу), м | | Название (тип) бурового раствора и его компонентов |
|----------------------------|----------|---|
| от (верх) | до (низ) | |
| 0 | 100 | Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Барит |
| 100 | 967 | Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Барит, Polypac R, Reasil, SAPP |
| 967 | 4077 | Полимерный (инкапсулированный) Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Барит, Polypac R, Reasil, SAPP, Realub, Reastab, SP-101 |
| 4077 | 4196 | Биополимерный хлоркалиевый Вода пресная, Биополимер DUO-VIS, NaOH, Na ₂ CO ₃ , МК-60, Reatrol, Realub, Reastab, SP-101 |

Результаты расчетов требуемого количества бурового раствора и результаты расчетов химических реагентов под каждый интервал представлены соответственно в таблицах Е.1 и Е.2 приложения Е.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для обеспечения требуемого расхода бурового раствора проектируем трехпоршневые насосы УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Е.4, Е.5, Е.6 приложения Е соответственно.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурильную головку производства компании НПО «Буринтех» PDC 146/62,7 В 613. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

| Интервал (по стволу), м | Наименование керноотборного снаряда | Параметры режима бурения | | |
|----------------------------|---|--------------------------|---|-------------------------------------|
| | | Осевая нагрузка, т | Частота вращения инструмента, об/мин | Расход бурового раствора, л/с |
| 4077-4091 | СК-136/80 «Триас» | 47 | 40 | 20 |

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 16

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр | Значение | Параметр | Значение |
|----------|----------|----------|----------|
| | | | |

Окончание таблицы 16

| | | | |
|--|------|--|------|
| Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³ | 1000 | Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³ | 1100 |
| Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³ | 1500 | Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³ | 1850 |
| Плотность газоконденсата э $\rho_{н}$, кг/м ³ | 760 | Глубина скважины, м | 4120 |
| Высота столба буферной жидкости $h1$, м | 1004 | Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h2$, м | 590 |
| Высота цементного стакана $h_{ст}$, м (длина по стволу, м) | 10 | Динамический уровень скважины $h_{д}$, м | 3520 |

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 17. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 4. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 17 – Результаты расчета наружного избыточного давления

| Точка | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|------|-------|-------|-------|
| Глубина, м | 0 | 450 | 2700 | 3990 | 4000 |
| Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа | 0 | 0,44 | 9,27 | 19,39 | 19,39 |
| Наружное избыточное давление в конце эксплуатации газовой скважины, МПа | 0 | 4,36 | 27,53 | 44,75 | 44,75 |

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 5.

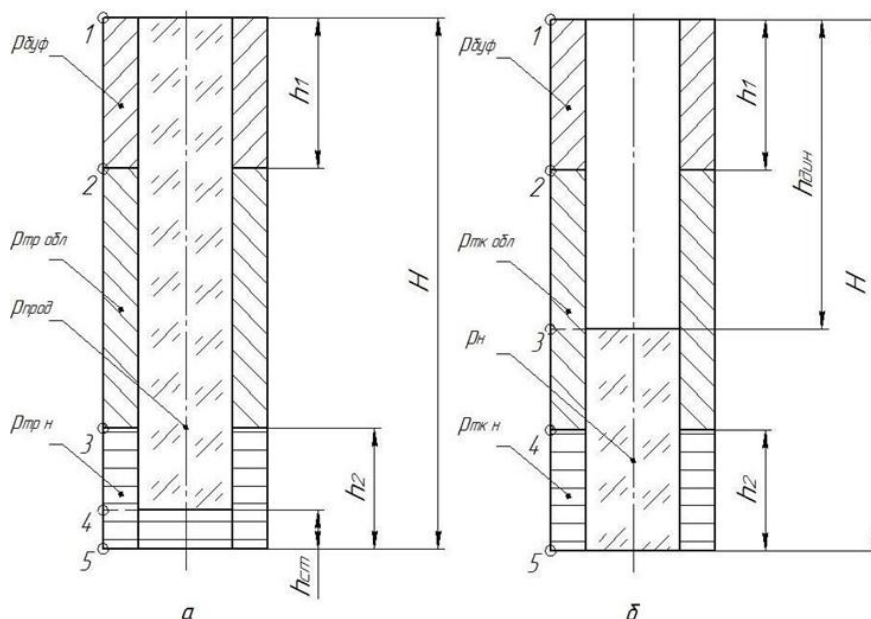


Рисунок 4 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины

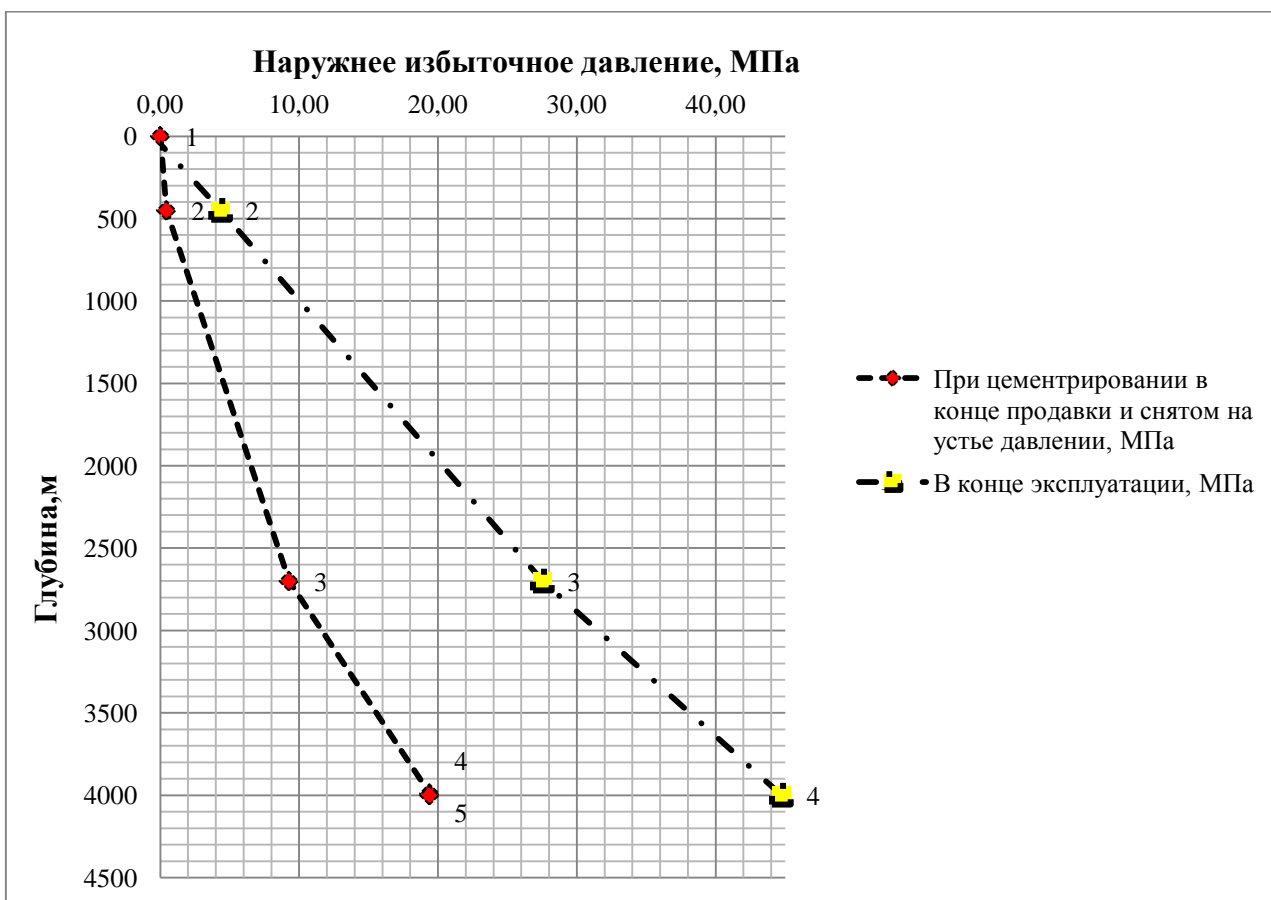


Рисунок 5 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для

наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 6. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 7.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

| Точка | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Глубина, м | 0 | 450 | 2700 | 4000 |
| Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа | 26,75 | 26,31 | 17,48 | 7,36 |
| Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа | 28,82 | 28,38 | 27,27 | 22,81 |

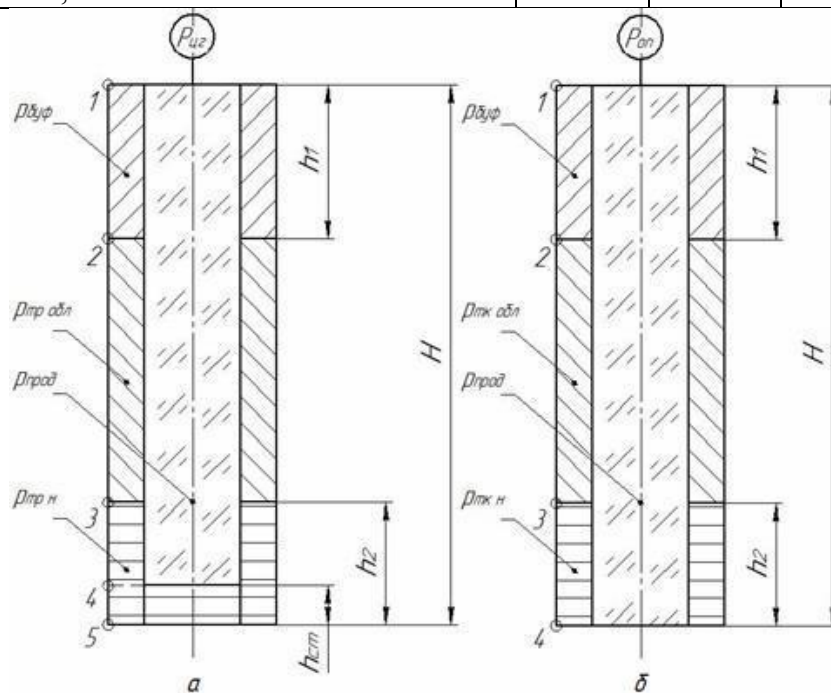


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 7.

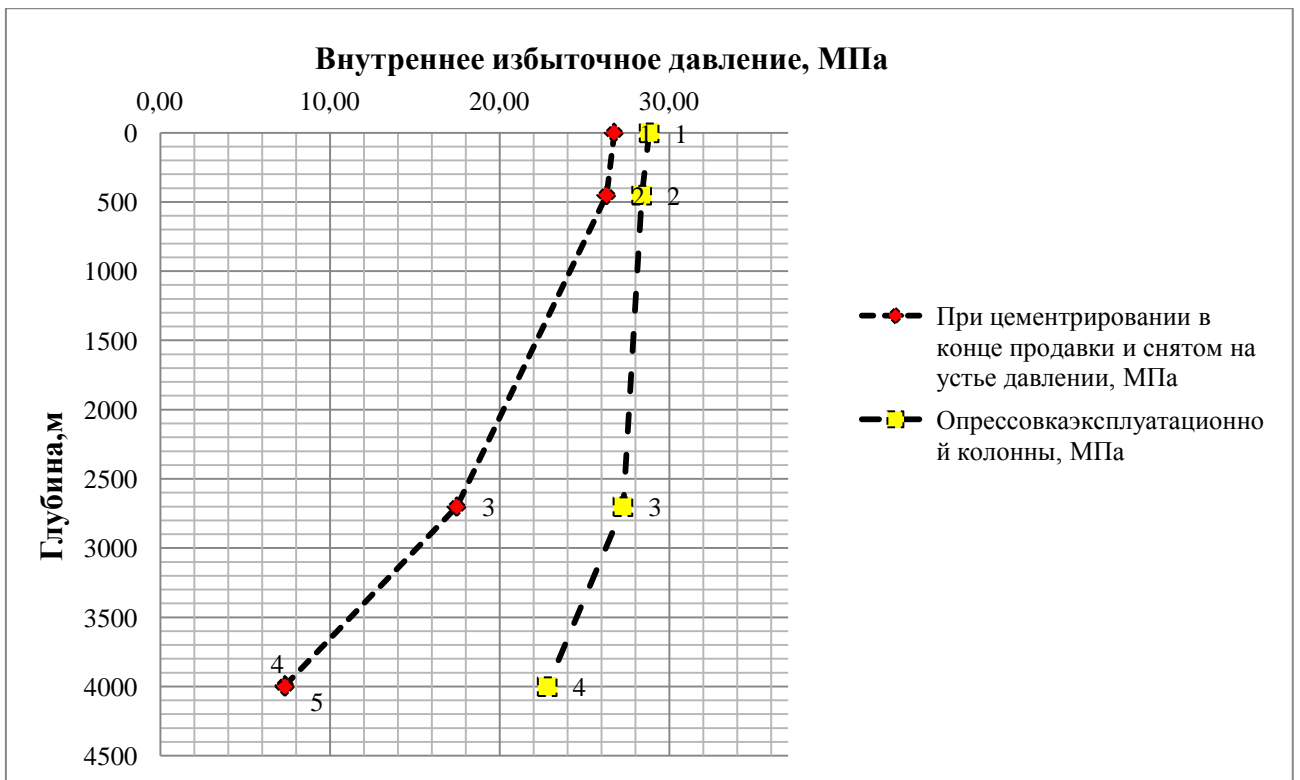


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристика обсадных колонн

| № секций | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|---------------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|----------|-----------|-----------------------|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| Направление | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 10 | 100 | 68,52 | 6852 | 6852 | 100-0 |
| Кондуктор | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 7,9 | 967 | 48,13 | 46541,71 | 46541,71 | 967-0 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Е | 10,6 | 1300 | 43,64 | 56732 | 165162,5 | 4076-2776 |
| 2 | ОТТМ | Е | 8,9 | 2776 | 39,06 | 108691 | 108430 | 2776-0 |
| Хвостовик | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Л | 8,6 | 80 | 27,23 | 2178,4 | 2178,4 | 4156-4076 |

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (12):

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (12)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Посчитав получаем, что $60,02 \leq 72,86$ МПа – условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ–II–100 с водоцементным отношением $m_n=0,43$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ–III–Об(4)–100 с водоцементным отношением $m_{обл}=1,16$.

Результаты расчета объёмов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Объёмы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

| Плотность тампонажного раствора, кг/м ³ | Требуемый объём тампонажного раствора, м ³ | Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг | Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³ |
|--|---|---|---|
| 1900 | 2,15 | 2957,4 | 1,4 |
| 1400 | 42,78 | 28887,9 | 36,5 |
| Сумма | 44,93 | 31845,3 | 37,9 |

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор NaCl плотностью 1100 кг/м³. Данный раствор используется в скважинах с температурами до 100 °С. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³.

В таблице 21 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 21 – Объемы продавочной и буферной жидкостей

| Наименование жидкости | Объем, м ³ |
|-----------------------|-----------------------|
| Буферная жидкость | 19,7 |
| Продавочная жидкость | 59,7 |

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, с применением смесительных установок и цементировочного агрегата УНП2-320x40 («котопес»), содержащего два плунжерных насоса и один центробежный. Схема обвязки представлена на рисунке 8.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (13):

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (13)$$

- Для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = 18,19 / 13 = 1,4$$

- Для облегченного тампонажного раствора:

$$m = 22,42/10 = 2,24$$

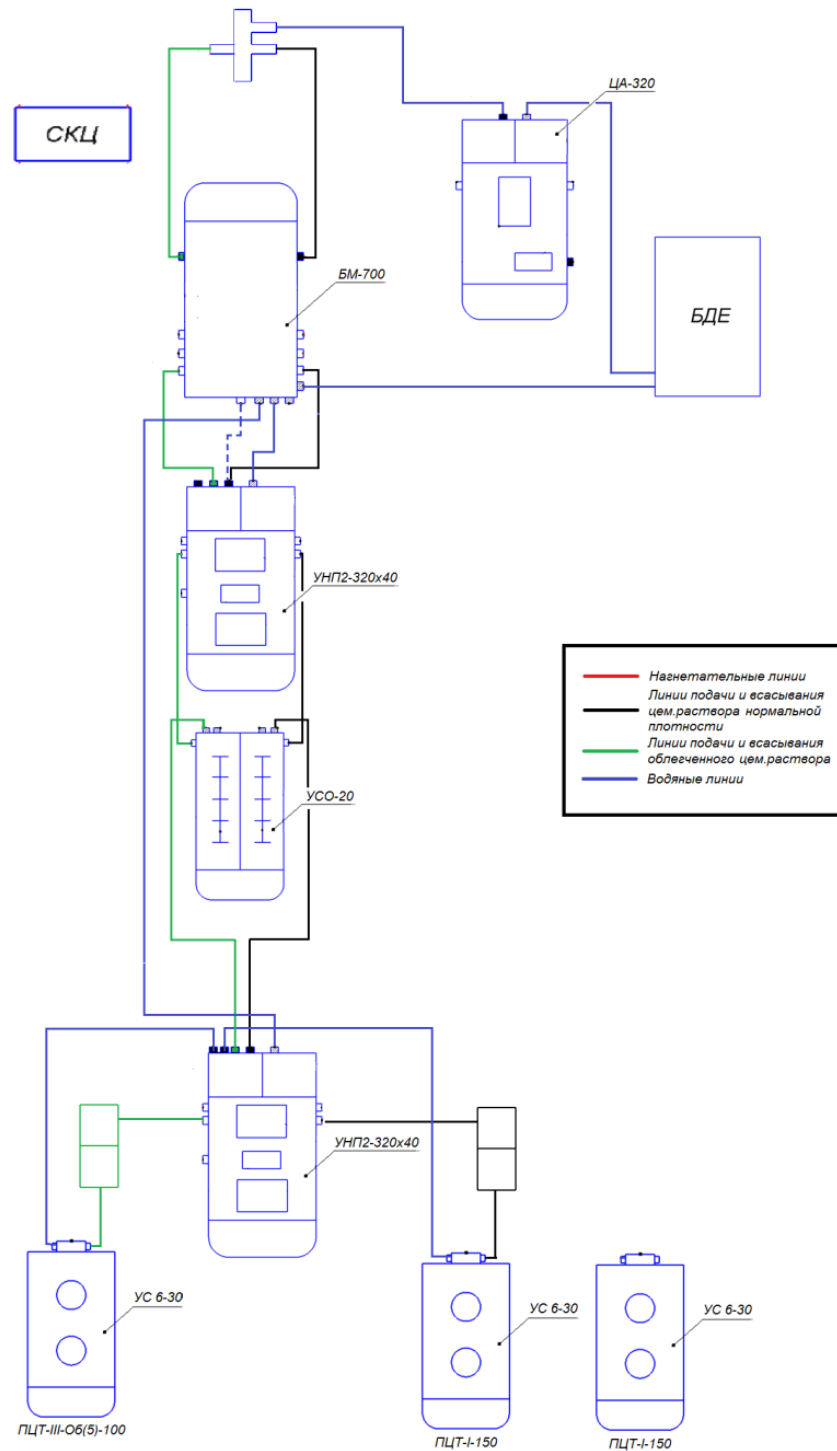


Рисунок 8 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и цементировочных агрегатов УНП2-320x40 для нижнего интервала цементирования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования колонн проектируется следующая технологическая оснастка и интервалы установки, представленные в таблице Ж.1 приложения Ж.

2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 40м (4040 – 4080м). Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения КПО102 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 170°C.

Перфорационные системы КПО могут спускаться как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах. Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические характеристики перфорационной системы

| | |
|---|---------|
| Вес ВВ одного заряда, г | 30 |
| Тип заряда | ГП-01 |
| Диаметр перфоратора, мм*2 | 102 |
| Минимальный диаметр обсадной колонны, мм | 127 |
| Максимальная температура применения, °С | 170 |
| Давление (min/max), МПа* | 0,3/0,8 |
| Максимальная плотность перфорации, отв./м. | 20 |
| Фазировка, град. | 60 |
| Глубина пробития по комбинированной мишени, мм | 1200 |
| Диаметр входного отверстия, мм | 11 |
| Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19В, мм | 10,72 |

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых буровых и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4200/ 250 ЭК-БМЧ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| <i>Выбранная буровая установка</i> | | | |
|--|-------------------|--|------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$) | 127,9 | $[G_{кр}] / Q_{бк}$ | 0,52 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$) | 141,6 | $[G_{кр}] / Q_{об}$ | 0,57 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$) | 168,6 | $[G_{кр}] / Q_{пр}$ | 0,67 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$) | 250 | | |
| <i>Расчет фундамента буровой установки</i> | | | |
| Вес вышечно-лебёточного блока, т ($Q_{вלב}$) | 240 | $k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$) | 1,33 |
| Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$) | 119,7 | | |
| Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$) | 141,6 | | |
| Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$) | 1,3 | | |
| Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$) | 0,5 | | |
| Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$) | 36 | | |
| <i>Расчет режимов СПО</i> | | | |
| Скорость | Количество свечей | Поднимаемый вес, кН | |
| 1 | 39 | 208,95 | |
| 2 | 56 | 300,03 | |
| 3 | 39 | 208,95 | |
| 4 | 26 | 139,3 | |

Буровая установка оснащена системой верхнего привода (СВП) производства «Уралмаш-Буровое оборудование» СВП-500.

Технические характеристики СВП представлены в таблице 24 [11].

Таблица 24 – Технические характеристики СВП

| Наименование | Тип | Грузоподъемность, т | Привод | Максимальный крутящий момент, Н*м (кг*м) |
|--------------|-----|---------------------|----------------|--|
| СВП-500 | ВСП | 500 | Гидравлический | 62000 (6300) |

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Технология разработки тяжелых высоковязких нефтей

3.1 Актуальность

Последние годы все больше внимания приковано к проблемам разработки месторождений тяжелой высоковязкой нефти. Под словом «тяжелая» понимается нефть, плотность которой превышает значение 920 кг/м^3 , а под словом «высоковязкая» – вязкость которой не менее $50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Это связано с тем, что многие из уже известных месторождений легкой нефти выработаны более чем наполовину, а темпы разведки и освоения новых заметно снижаются.

По данным экспертов на конец 2018 года, общие мировые запасы нефти составляют около 790 млрд. тонн (недоказанные), причем запасы легкой нефти оцениваются приблизительно в 165 млрд. тонн, а остальное – тяжелая нефть, которая составляет около 75%. Эти цифры отлично демонстрируют нам актуальность данного вопроса. В данной ситуации как приоритетный источник углеводородного сырья рассматривают трудноизвлекаемые углеводороды, ведь их запасы в разы больше традиционных. Однако, не все так однозначно. Их запасы велики в том числе и вследствие малых объемов добычи, поскольку их добыча требует сравнительно больших финансовых и временных затрат, а их стоимость на рынке заметно меньше обычной нефти, а значит их производство на порядок менее рентабельно, а зачастую даже убыточно. К тому же, коэффициент извлечения данных нефтей ниже, что значительно усугубляет ситуацию. Решением проблемы является внедрение передовых технологий, с помощью которых удешевляется процесс добычи нефти и увеличивается коэффициент извлечения, и как следствие повышается рентабельность производства.

3.2 Общие сведения о месторождениях высоковязких нефтей и природных битумов

Нет точных границ значений вязкости, в пределах которых варьируется значения высоковязкой нефти. Самые распространенные границы, в пределах которых принято считать нефть высоковязкой, от 50 до 9000 МПа*с. Как правило, значение вязкости на большинстве месторождений не превышает значения 1000 МПа*с.

В большинстве случаев коллекторы на месторождениях с данным типом углеводородов обладают высокими емкостными свойствами: значение пористости лежит в интервале от 20 до 45 %. Еще одной отличительной чертой для них является неоднородность фильтрационных свойств. Например, порядок проницаемости может изменяться от 10^{-2} до целого числа.

Диапазон глубины залегания начинается практически от уровня земной поверхности и неограничен по глубине, однако наиболее частое залегание тяжелых нефтей варьируется в интервале от 250 до 1500 метров. На большей глубине залегают всего 5% запасов тяжелых углеводородов. В нашей стране на наиболее крупных месторождениях высоковязких нефтей углеводороды располагаются на глубинах порядка 1000–1500 метров. Зачастую встречается, что месторождения высоковязкой нефти напоминают своим строением слоеный пирог, в котором различные по вмещающему флюиду нефтеносные пласты сменяют друг. Кроме того, известны случаи, когда нефть самостоятельно выходила на поверхность и образовывала так называемые нефтяные озера. Например Охинское месторождение на острове Сахалин.

Крупнейшие известные месторождения тяжелых нефтей приурочены к мезозой-кайнозойским краевым прогибам, примыкающим к сводам древних платформ (Оленекский свод, Канадский и Гвианский щиты). Месторождения могут быть как пластовые, так и жильные, и даже штокверковые.

Месторождения пластового типа как правило простираются на большую площадь и могут занимать тысячи километров. Примером данного случая является месторождение Атабаска на севере Канады.

Жильные и штокверковые месторождения, напротив, занимают меньшую площадь, они формируются за счет вертикальной миграции углеводородов по тектоническим трещинам. Это значит, что их площадь будет значительно меньше, а глубина увеличится в разы по сравнению с платовыми.

Природные битумы по составу представляют собой дегазированные, потерявшие легкие фракции, вязкие, полутвердые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты). Кроме повышенного содержания асфальтено-смолистых компонентов (от 25 до 75%), высокой плотности и вязкости, затрудняющих добычу, транспортировку и переработки данного типа углеводородов, природные битумы в корне отличаются от традиционных по компонентному составу. В частности, большим содержанием серы и металлов. Например, пятиокиси ванадия V_2O_5 и никеля (Ni) в концентрациях, соизмеримых с содержанием металлов в промышленных рудных месторождениях в России и странах СНГ (V_2O_5 до 7,8 кг/т) и за рубежом (V_2O_5 до 3,5 кг/т). Резюмируя выше сказанное, месторождения тяжелых нефтей и битумов могут принести гораздо больше выгоды, чем может показаться на первый взгляд. Разработку месторождений подобного типа можно рассматривать как источник множества других необходимых в промышленности полезных ископаемых, кроме как углеводородов.

В Российской Федерации в настоящее время основными перспективными проектами разработки являются месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Некоторые связывают это с тем, что запасы традиционной нефти на данной территории иссякли практически полностью, в отличие от других регионов. Лидирующие позиции по запасам тяжелых углеводородов в нашей стране занимает Татарстан. В этом регионе сконцентрировано приблизительно 35% от общих запасов нашего государства.

Большая часть скоплений битумов в пермских отложениях Татарии приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м и охватывающим почти весь разрез пермской системы. Битумы тяжелые (плотность 962,6–1081 кг/м³), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа•с), высокосмолистые

(19,4–48,0%) и сернистые (1,7–8,0%). Битумная часть пермских отложений представляет собой сложнопостроенную толщу карбонатных и терригенных коллекторов, образующих природные резервуары с широким диапазоном коллекторских свойств. Другие регионы сосредоточения природных битумов представлены территориями Самарской, Оренбургской областей, Северного Сахалина, Северного Кавказа, Республики Коми и некоторыми областями Сибири.

3.3 Технологии разработки

3.3.1 Карьерный способ

Данный способ широко распространен в Канаде. Тяжелые высоковязкие углеводороды могут залежать практически на земной поверхности, на глубине около двухсот метров, а иногда случается обнаружить залежи и на меньших глубинах. В данной ситуации целесообразно применять карьерный способ добычи.

Суть данного метода предельно проста и понятна. Процесс состоит из двух последовательных этапов: извлечение нефтеносной породы-коллектора и затем транспортировка ее на специальный завод, где происходит извлечение флюида из коллектора. Основное преимущество метода заключается в простоте и не требует применения дорогостоящих технологий непосредственно на месторождении. Основные трудности связаны с получением нефти из породы уже на обогатительных фабриках. Однако с развитием технологий и закупкой современного оборудования процесс удешевляется, ускоряется, и, самое главное обеспечивается высокий коэффициент нефтеотдачи: от 65 до 85%. Для выемки породы применяют землеройные машины-экскаваторы, скреперы, бульдозеры и подобную технику. Затем песчано-битумная масса транспортируется на измельчительный пункт и экстракционную фабрику, расположенные, для меньших затрат на транспортировку, в окрестностях карьера. Обработка нефтеносной породы, то есть отмывание нефти от частиц горной породы производится различными способами: аэрированной холодной

водой, горячей водой, паром, химическими реагентами и даже методом пиролиза. После экстракции битума, отстоя и центрифугирования он поступает на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). На установках термодатного крекинга НПЗ после предварительной гидроочистки с получением товарной серы выделяют фракции: бензиновые, дизельные, котельного топлива и металлосодержащий кокс. Из двух кубометров песков получают 1 баррель нефти, приблизительно 159 кг. В сутки вырабатывают 8000 м³ нефти, 350 тонн серы, 260 тонн кокса и газ. Из отходов извлекают титановые минералы и циркон (до 690 тонн в год). Принцип шахтного способа тот же самый, отличия в возможности добычи нефти с большей глубины (до 600 метров). Недостатков у этих методов два: большие затраты на транспортировку до места очистки нефти от горной породы, либо не меньшие затраты на строительство завода вблизи месторождений, и, самый главный – ограниченность применения. Данный метод актуален только на малых глубинах, а как мы уже упоминали, основная часть тяжелых углеводородов сосредоточена на глубине свыше 1000 метров, поэтому данный способ не является приоритетным .

3.3.2 «Холодные» способы добычи

«Холодными» способами принято называть те, при которых не требуется повышения температуры в пласте. Одним из них является технология «CHOPS».

Суть данной технологии заключается в механическом разрушении слабосцементированных коллекторов и добычу флюида вместе с разрушенными породами. Данная технология является относительно дешевой и не требует больших затрат на производство, что является огромным плюсом в условиях рыночной экономики. Однако, несмотря на сравнительно высокий коэффициент нефтеотдачи, который достигается уже на перерабатывающих заводах, где происходит отделение нефти от разрушенной породы, коэффициент извлечения нефти в этом случае в редких случаях превышает 10%, что, безусловно, очень низкий показатель, который является серьезной

проблемой в условиях ограниченности ресурсов. При холодной добыче успешно используется специализированное насосное оборудование (например, установки винтовых насосов), с помощью которого производится откачка специально созданной смеси пластового флюида и песка. Добыча песка приводит к возникновению длинных каналов, каверн и трещин, обладающих высокой проницаемостью. Опыт показывает, что некоторые каналы могут отходить в стороны от эксплуатационной скважины на расстояние до 200 м.

Несмотря на коммерческий успех технологии, существует ряд пунктов, по которым данная технология не может зарекомендовать себя как успешная и стать перспективной в ближайшее время. Один из них – очень низкий коэффициент извлечения нефти, что на сегодняшний день в условиях ограниченности ресурсов является важным критерием. По имеющимся оценкам, объем добываемой в настоящее время нефти составляет 36,5 тыс. м³/сут (230 тыс. барр/сут), но согласно прогнозам в следующем десятилетии произойдет снижение добываемых объемов на 50%.

Еще одним «холодным» способом добычи тяжелых нефтей и битумов является так называемый «VAPEX» метод, суть которого заключается в закачке в пласт специальных реагентов, другими словами растворителя, в режиме гравитационного дренажа. Данный способ предполагает сооружение двух горизонтальных скважин одной над другой в интервале продуктивного пласта. Растворитель предполагается закачивать в верхнюю скважину. Под действием силы тяжести реагент начинает стекать вниз в зону продуктивного пласта, начинается взаимодействие, нефть разжижается, и под действием гравитации начинает свое движение вертикально вниз в сторону добывающей скважины. Природа растворителей может кардинально отличаться: от растворителей на углеводородной основе до специальных бактерий, позволяющих изменять необходимые нам свойства нефти. Коэффициент извлечения нефти заметно возрастает по сравнению с предыдущим «холодным» способом и достигает 60%. Но при этом темпы добычи падают еще более заметно, что в разы снижает рентабельность производства. Подводя итог, «холодные» методы разработки

месторождений тяжелой нефти обладают рядом существенных преимуществ, и, на мой взгляд, имеют большой потенциал для развития в связи с высокими темпами развития химической промышленности, появлением новых растворителей и усовершенствование уже известных введением новых добавок, но в то же время не обделены и недостатками. Во первых, не любой флюид подходит под данный тип разработки, поскольку существует определенная граница значения вязкости, выше которой растворители, известные на сегодняшний день, не действуют. И во вторых, определяющий с точки зрения экономики фактор, это естественно низкие темпы добычи. И по совокупности всех факторов наиболее распространенной на сегодняшний день технологией является термогазовый способ воздействия на пластовый флюид для придания ему необходимых для успешного извлечения свойств.

3.3.3 Термогазовый метод

Метод с двумя горизонтальными скважинами, также известен как SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Схема данного метода представлена на рисунке 9.

➤ Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)



Рисунок 9 – Термогазовый метод с двумя горизонтальными скважинами

Как мы видим из рисунка, данная технология предполагает сооружение двух горизонтальных скважин, по аналогии с уже рассмотренным методом «VAPEX». Отличий в сооружении скважин нет, они точно также бурятся одна над другой, проходя вдоль кровли продуктивного пласта на расстоянии 5 метров друг от друга. Длина горизонтальных участков зависит от размеров и геологических условий разрабатываемого месторождения. В верхнюю из скважин нагнетается пар, который разогревает пласт и создает высокотемпературную паровую камеру. Начинается стадия так называемого предпрогрева пласта, в течение которой пар циркулирует между двумя скважинами, постепенно отдавая свое тепло пласту и постепенно разогревая находящийся в нем флюид. Данный этап далеко не скоротечен, как могло показаться, и может занимать до нескольких месяцев. В это время нефть прогревается и меняет свои свойства, а именно снижается вязкость, она становится способна к течению по каналам коллектора, и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара под высоким давлением в верхнюю нагнетательную скважину. Закачиваемый пар стремится к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. Затем он остывает, конденсируется в воду, и захватывая с собой уже разогретую нефть с пониженной вязкостью, стекает вниз, в сторону нижней добывающей скважины под действием сил гравитации. Данный процесс будет длиться до тех пор, пока нагнетаемый пар не достигнет кровли пласта, после чего пар начнет стремиться в стороны. Во время всего процесса пластовый флюид всегда находится в контакте с горячим паром, от которого постепенно нагревается, соответственно тепло не расходуется зря и полностью тратится на придание нефти нужных нам свойств, поэтому данный способ можно считать высоко эффективным с экономической точки зрения.

Также имеет место быть метод с сооружением двух вертикальных скважин. Технология заключается в том, что в вертикальную нагнетательную скважину поступает водовоздушная смесь, начинается окислительный

процессы и температура повышается. В результате чего вода испаряется и переходит в пар, образуется нефтяной вал, который вытесняет нефть и образующиеся газы в добывающей вертикальной скважине. Схема данного метода представлена на рисунке 10.

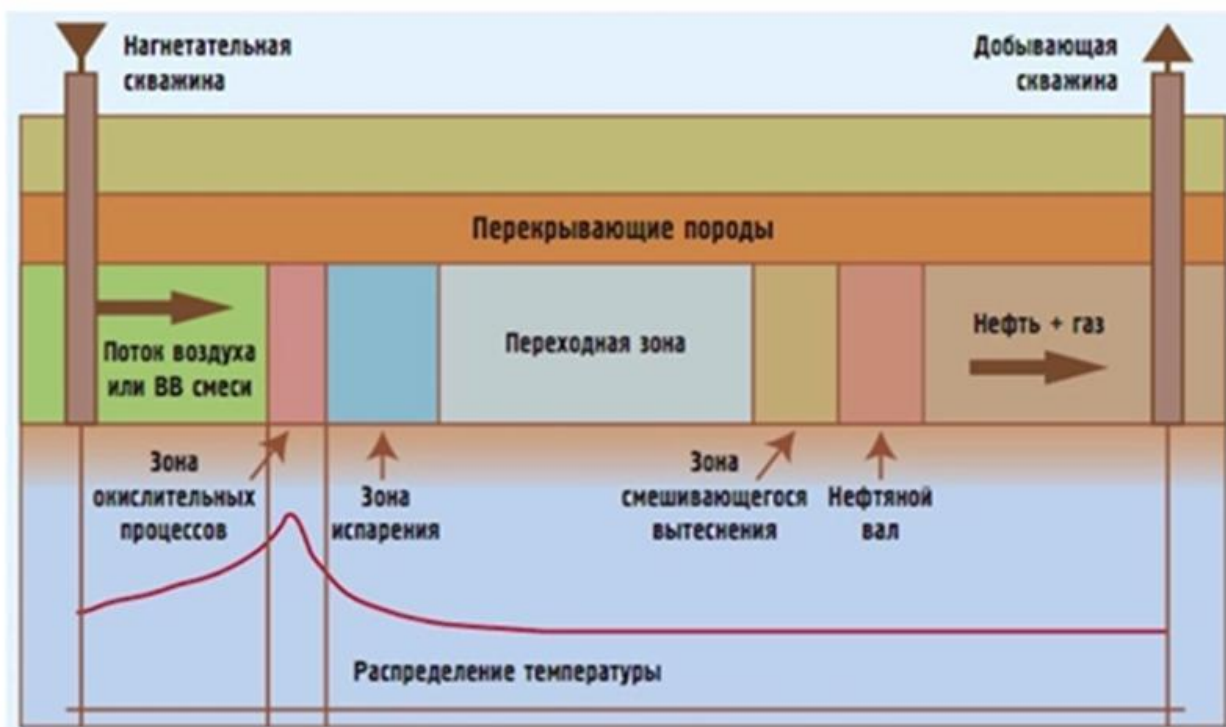


Рисунок 10– Термогазовый метод с двумя вертикальными скважинами

Согласно лабораторным исследованиям, при температуре 350°C и давлении 20 МПа из 1 м^3 породы можно получить до 80 литров нефти и 60 м^3 газа. Недосток данного метода в высокой стоимости паронагнетательной установки, однако по совокупности всех остальных факторов является самым распространенным и оптимальным в настоящее время для разработки тяжелых высоковязких нефтей.

3.4 Заключение

В данном разделе была представлена общая информация о данной разновидности нефти, оценка запасов как в мире, так и в нашей стране, основные способы разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей, преимущества и недостатки каждого метода, а также выделены наиболее распространенные и наиболее перспективные технологии.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, а использование технологии комбинированной эксплуатационной колонны позволяет экономить время на СПО и сокращать время строительства скважины.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены на рисунке И.1. в приложении И.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (13):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \text{ где} \quad (13)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении

нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4200/ 250 ЭК-БМЧ. Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [13].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [16]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице И.1 в приложении И.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (14):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}} = \frac{3791}{233,18} = 16,25 \text{ м/ч} \quad (14)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (15):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3791}{250,41} = 15,13 \text{ м/ч} \quad (15)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (16):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3791 \times 720}{589,04} = 4633,4 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}} \quad (16)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (17):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3791}{5} = 758,2 \text{ м} \quad (17)$$

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Состав буровой бригады

| Наименование | Разряд | Количество |
|---------------------------|--------|------------|
| Буровой мастер | – | 1 |
| Помощник бурового мастера | – | 3 |
| Бурильщик | 6 | 4 |
| Бурильщик | 5 | 4 |
| Помощник бурильщика | 5 | 4 |
| Помощник бурильщика | 4 | 4 |
| Электромонтер | 5 | 4 |
| Слесарь | 5 | 2 |
| Лаборант | – | 2 |

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 558,5 часов или 23,3

суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 11.

| Вид работы | Сутки | Месяцы | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-------|--------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| Вышкомонтажные работы | 45 | ■ | | | | | | | | | | | | |
| Бурение интервала под направление | 2 | | ■ | | | | | | | | | | | |
| Цементирование направления | 1 | | ■ | | | | | | | | | | | |
| Бурение интервала под кондуктор | 6 | | ■ | | | | | | | | | | | |
| Цементирование кондуктора | 1 | | ■ | | | | | | | | | | | |
| Бурение с отбором керна | 2 | | ■ | | | | | | | | | | | |
| Бурение интервала под эксп. колонну | 7 | | | ■ | | | | | | | | | | |
| Цементирование эксп. колонны | 1 | | | ■ | | | | | | | | | | |
| Бурение интервала под хвостовик | 8 | | | ■ | | | | | | | | | | |
| Цементирование хвостовика | 1 | | | ■ | | | | | | | | | | |
| Испытание | 10 | | | | ■ | | | | | | | | | |

Рисунок 11 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства вертикальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [17], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых

скважин;

- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице И.2, на крепление скважины – в таблице И.3 в приложении И.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [17], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [18]. Для Томской области на декабрь 2018 года индекс составляет 228,6.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице И.4 в приложении И.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (18):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{244119632 - 8226324}{3791} = 64328,7 \text{ руб/м} \quad (18)$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

| № п/п | Показатель | Используемое долото: БИТ 152,4 BT613 UE | Внедряемое долото: БИТ 152,4 BT613 UEM |
|------------------------|---|---|--|
| Исходные данные | | | |
| 1 | Колонна, под которую сооружается интервал | Эксплуатационная | |
| 2 | Способ бурения | Гидравлический забойный Двигатель | |
| 3 | Глубина сооружаемого интервала, м | 3240 | |
| 4 | Интервал по стволу, в котором производится бурение, м | 1186-3240 | |
| 5 | Ожидаемая проходка на долото, м | 3200 | 4500 |
| 6 | Максимальная целесообразная МСП, м/ч | 25,5 | 28,0 |
| 7 | Время СПО, ч | 13,8 | |
| 8 | Цена долота в ценах 2017 г., руб | 381 600 | 773 400 |
| Расчет | | | |

Окончание таблицы 26

| | | | |
|----|---|--|--|
| 9 | Длина сооружаемого интервала, м | 2164 | |
| 10 | Количество долблений | $2164/3200 = 0,677$ | $2164/4500 = 0,481$ |
| 11 | Время бурения интервала с максимальной МСП, ч | $2164/25,5 = 84,90$ | $2164/28 = 77,30$ |
| 12 | Время бурения с учетом времени СПО, ч | $84,90 + 13,83 = 98,73$ | $77,30 + 13,83 = 91,03$ |
| 13 | Экономия времени, ч | $98,73 - 91,03 = 7,70$ | |
| 14 | Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч | 45825,4 | |
| 15 | Эксплуатационные затраты на долото, руб | $381\ 600 * 0,677 = 258\ 343$ | $773\ 400 * 0,481 = 372\ 091$ |
| 16 | Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб | $98,73 * 45825,4 = 4\ 524\ 341$ | $77,3 * 45825,4 = 3\ 542\ 303$ |
| 17 | Итого эксплуатационных затрат, руб | $258\ 343 + 4\ 524\ 341 = 4\ 782\ 684$ | $372\ 091 + 3\ 542\ 303 = 3\ 914\ 394$ |
| 18 | Экономия эксплуатационных затрат, руб | $4\ 782\ 684 - 3\ 914\ 394 = 868\ 290$ | |
| 19 | Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м | $868\ 290/2165 = 401$ | |
| 20 | Экономический эффект на долото | $401 * 4500 = 1\ 804\ 759$ | |
| 21 | Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет | $773\ 400/1\ 804\ 759 = 0,43$ | |

Вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость долота с матричным корпусом в два раза превышает стоимость долота со стальным корпусом, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 401 руб/м, а срок предполагаемой окупаемости данного вложения составит около 5 месяцев.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [44].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [41].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [45].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [42].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [43].

5.2 Производственная безопасность

На сегодняшний день в практике строительства нефтяных и газовых скважин уделяется особое внимание вопросам безопасности выполнения работ, что обусловлено вредностью для здоровья человека, а также опасностью производственного объекта.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице К.1 приложения К.

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Климат в Томской области резко континентальный, поэтому согласно МР 2.2.7.2129-06 [19] можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года представлены в таблице И.2 приложении И.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе существует большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не

более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [46].

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты в зимний период – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. к средствам индивидуальной защиты в летний период – головные уборы.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [20] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице И.3 приложения И.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [21]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [4].

Повышенный уровень шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования (дизельные генераторы, пневмосистемы буровой установки). Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [23] постоянный производственный шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА.

Мероприятия по устранению вредного шумового воздействия включают в себя использование средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [24]. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку звукоизолирующих кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение, согласно ГОСТ 12.1.029-80 [25].

Повышенный уровень вибрации

Источниками возникновения вибраций на буровой являются работающие машины, агрегаты, буровые насосы, неуравновешенные силовые воздействия. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных воздействию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004.

Мероприятия по устранению вредного вибрационного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, эластичные прокладки). Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, виброгасящие коврики.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и

газовой промышленности»» (ПБНГП) и приведены в таблице К.4 приложения К [27].

В целях предотвращения негативного воздействия недостаточной освещенности на рабочем месте следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ – клещевой энцефалит.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки. К СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [28].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [29]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [30] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

Поражение электрическим током

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к изолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

ГОСТ 12.1.019 [31] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [32] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [33];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

Расположение рабочего места на значительной высоте

В процессе строительства скважин требуется нахождение работника на высоте выше норматива, составляющего 2 м, и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;

- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные газы.

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 [34];
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [35].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);

- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 [36]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице И.5 приложения И.

5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации,

предусмотрена четырехступенчатая система очистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [37].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10.06.2018 г. N 800.

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Охрана недр

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [39].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду;
- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяется глинистая кольматация стенок скважины, снижение водоотдачи бурового раствора, а также ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

| ЧС техногенного характера | ЧС природного характера |
|---|-----------------------------------|
| Пожары (взрывы) на производственном Объекте | Геофизические опасные явления |
| Аварии с выбросом химически опасных Веществ | Метеорологические опасные явления |
| Внезапное обрушение сооружений | Природные пожары |

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

5.4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [42].

Заключение

Выпускная квалификационная работа состоит из пяти частей: геологической, технологической, специальной, раздела «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, газонефтеводоносность, возможные осложнения в процессе сооружения скважины.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

Специальная часть содержит информацию о способах разработки тяжелых высоковязких нефтей, выявление преимуществ и недостатков каждого из методов, а также условиях их применения.

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

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. –152 с.
3. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2012. – 109 с.
4. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки буровой колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2012. – 24 с.
5. Baker Hughes INTEQ: Drilling Engineering Workbook // Baker Hughes INTEQ – Houston, 2006.
6. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.
7. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
8. Голдобин Д.А., Коротаев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – № 11. – С. 2 – 4

9. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55. Анашкина А. Е. Системы верхних приводов буровых установок / А. Е. Анашкина, И. А. Осипенко. – Тюмень: ТГНУ, 2012. – 24 с.

10. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс]// Режим доступа: <http://meda-group.ru/catalog/15/74> (дата обращения: 26.05.2019).

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 26.05.2019).

12. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.

13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <http://www.opengost.ru/iso/75gostiso/75020gostiso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html> (дата обращения: 26.05.2019).

14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 26.05.2019).

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

16. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

17. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

18. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
20. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
21. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
23. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
26. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
27. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
28. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
31. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
32. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

33. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

34. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

35. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

36. Постановление Правительства РФ от 10.06.2018 г. N 800 «Правила проведения рекультивации и консервации земель».

37. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

38. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

39. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

40. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

41. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

42. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

43. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

44. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

Приложение А

(обязательное)

Исходная информация по месторождению

Таблица А.1 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратигра- фического подразде- ления | Интервал | | Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|--------------|-------------|--|
| | от (верх) | до (низ) | |
| Q | 0 | 85 | Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем. |
| Pg | 85 | 140 | Представлена опоками, диатомитами и глинами зеленовато-серыми и серыми, слабоалевритистыми. |
| Pg | 140 | 315 | Подразделяется на 2 подсвиты: нижняя сложена глинами алевритистыми, слюдистыми с прослоями песчаников и алевролитов, верхняя – песчаниками мелко- и среднезернистыми, полевошпато-кварцевыми, прослоями каолинизированными. |
| K ₂ | 315 | 445 | Объединяет серые, желтовато-серые, зеленовато-серые пески и алевролиты с прослоями глин. |
| K ₂ | 445 | 835 | Подразделяется на две подсвиты. Нижнечасельская подсвита сложена глинами серыми и темно-серыми с зеленоватым оттенком, с прослоями глинистых алевролитов. В кровле подсвиты выделяется пачка темно-серых, кремнистых, трещиноватых глин. Верхнечасельская подсвита характеризуется ритмичным переслаиванием серых алевролитов глинистых и глин алевритистых, серых с зеленоватым оттенком. |

Продолжение таблицы А.1

| | | | |
|----------------|------|------|---|
| K ₂ | 835 | 943 | Нижняя пачка представлена глинами темно-серыми, до черных слабобитуминозными. Пачка 2 сложена зеленовато-серыми глинами, алевритистыми. Газалинская пачка 3 представлена песками, алевритами зеленовато-серыми, глауконитовыми с прослоями зеленовато-серых алевритовых глин. |
| K ₂ | 943 | 1793 | Свита представлена тремя подсвитами: нижней, средней и верхней. В составе нижней свиты преобладают песчаники светло-серые, реже серые, в отдельных прослоях с зеленоватым оттенком, часто каолинизированные, чередуются в сложном сочетании с глинами, алевролитами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. |
| K ₁ | 1793 | 1955 | Представлена в основном песчаниками серыми, полимиктовыми, мелко- среднезернистыми, с единичными гальками, с подчиненными прослоями серых, алевритовых глин, изредка с зеркалами скольжения. |
| K ₁ | 1955 | 2520 | Сложена серыми песчаниками, в средней части каолинизированными, чередующимися в сложном сочетании с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевритовых глин, в основании слабо биотурбированных. В кровле свиты выделяются серые, алевритовые глины, с прослоями серых песчаников. |
| J ₃ | 2520 | 2608 | Свита залегает на подстилающих породах и представлена глинами аргиллитоподобными, серыми и темно-серыми, алевритовыми и тонкоотмученными, с горизонтальной и волнистой слоистостью, с пластами песчаников, относительно равномерно распределенных по всему разрезу. |
| J ₃ | 2608 | 2869 | Подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, с буроватым и зеленоватым оттенком. Верхняя подсвита сложена песчаниками и алевролитами серыми, в разной степени глауконитовыми, с прослоями аргиллитов. |
| J ₂ | 2869 | 2914 | Сложена глинами и аргиллитами темно-серые алевритовыми, с прослоями алевролитов и песчаников в середине. К подошве свиты приурочена пахомовская пачка, представленная песчаниками и алевролитами слабо отсортированными с обломками древесины. |

Продолжение таблицы А.1

| | | | |
|----------------|------|------|---|
| J ₂ | 2914 | 3740 | Аргиллиты массивные, однородные, темно-серые. Переслаивание серых, темно-серых аргиллитов, песчаников, алевролитов с прослоями углей. |
| J ₁ | 3740 | 4000 | Песчаники серые, грубозернистые с прослоями аргиллитов. Аргиллиты уплотненные, темно-серые, зеленоватые. |
| PZ | 4000 | 4300 | Известняки светло-серые, голубовато-серые, кавернозные, прослой конгломерата с обломками кварца. Аргиллиты серые с прослоями алевролитов. |

Таблица Б.1 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс стратигра фического подразде ления | Интервал | | Градиент давления | | | | | | | | | | | Температура в конце интервала | | |
|---|----------|------|--------------------------|-------|-------------------------------|--------------------------|-------|-------------------------------|--------------------------|-------|-------------------------------|--------------------------|-------|-------------------------------------|--------|-------------------------------|
| | от | до | пластового | | | порового | | | гидро разрыва пород | | | горного | | | градус | источн ик получе ния |
| | | | кгс/см ² на м | | источн ик получе ния | кгс/см ² на м | | источн ик получе ния | кгс/см ² на м | | источн ик получе ния | кгс/см ² на м | | источн ик получе ния | | |
| | | | от | до | | от | до | | от | до | | от | до | | | |
| Q | 0 | 85 | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,174 | 0,174 | ПГФ | 0,196 | 0,196 | ПГФ | -0,5 | ПГФ |
| Pg | 85 | 140 | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,174 | 0,174 | ПГФ | 0,199 | 0,199 | ПГФ | -1,5 | ПГФ |
| Pg | 140 | 315 | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,174 | 0,174 | ПГФ | 0,199 | 0,199 | ПГФ | -1 | ПГФ |
| K ₂ | 315 | 445 | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,176 | 0,176 | ПГФ | 0,204 | 0,204 | ПГФ | 5 | ПГФ |
| K ₂ | 445 | 835 | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,176 | 0,176 | ПГФ | 0,212 | 0,212 | ПГФ | 19 | РФЗ |
| K ₂ | 835 | 837 | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,100 | 0,100 | ПГФ | 0,184 | 0,184 | ПГФ | 0,212 | 0,212 | ПГФ | 20 | РФЗ |
| K ₂ | 837 | 887 | 0,105 | 0,105 | РФЗ | 0,105 | 0,105 | РФЗ | 0,184 | 0,184 | ПГФ | 0,212 | 0,212 | ПГФ | 20 | РФЗ |
| K ₂ | 837 | 943 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,190 | 0,190 | ПГФ | 0,212 | 0,212 | ПГФ | 20 | РФЗ |
| K ₂ | 943 | 1793 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,196 | 0,196 | ПГФ | 0,212 | 0,212 | ПГФ | 23 | РФЗ |
| K ₁ | 1793 | 1955 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,196 | 0,196 | ПГФ | 0,215 | 0,215 | ПГФ | 49 | РФЗ |
| K ₁ | 1955 | 2516 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,177 | 0,177 | ПГФ | 0,222 | 0,222 | ПГФ | 70 | РФЗ |
| K ₁ | 2516 | 2520 | 0,103 | 0,103 | РФЗ | 0,103 | 0,103 | РФЗ | 0,177 | 0,177 | ПГФ | 0,222 | 0,222 | ПГФ | 70 | РФЗ |
| J ₃ | 2520 | 2526 | 0,103 | 0,103 | РФЗ | 0,103 | 0,103 | РФЗ | 0,176 | 0,176 | ПГФ | 0,222 | 0,222 | ПГФ | 70 | РФЗ |
| J ₃ | 2526 | 2608 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,175 | 0,175 | ПГФ | 0,222 | 0,222 | ПГФ | 75 | РФЗ |
| J ₃ | 2608 | 2869 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,176 | 0,176 | ПГФ | 0,232 | 0,232 | ПГФ | 80 | РФЗ |
| J ₂ | 2869 | 2914 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,178 | 0,178 | РФЗ | 0,232 | 0,232 | ПГФ | 82 | РФЗ |

Окончание таблицы А.2

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------|------|------|-------|-------|-----|-------|-------|-----|-------|-------|-----|-------|-------|-----|-----|-----|
| J ₂ | 2914 | 3740 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,188 | 0,188 | РФЗ | 0,238 | 0,238 | ПГФ | 101 | РФЗ |
| J ₁ | 3740 | 4000 | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,100 | 0,100 | РФЗ | 0,188 | 0,188 | РФЗ | 0,238 | 0,238 | ПГФ | 120 | РФЗ |
| PZ | 4000 | 4300 | 0,140 | 0,140 | РФЗ | 0,140 | 0,140 | РФЗ | 0,188 | 0,188 | РФЗ | 0,240 | 0,240 | ПГФ | 130 | РФЗ |

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

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал | | Краткое название | Плотность г/см ² | Пористость, процент | Проницаемость, мдарси | Глинистость, процент | Карбонатность, процент | Твердость, кгс/мм ² | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы Промысловой классификации |
|---|----------|------|------------------|-----------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|--------------------------------|----------------------|--------------|--|
| | от | до | | | | | | | | | | |
| Q | 0 | 85 | супеси | 1,6 | 0,3 | - | 40 | 0 | - | 1 | 3 | мягкая |
| | | | суглинки | 1,6 | 0,3 | 0 | 65 | 0 | 10 | 5 | 4 | мягкая |
| | | | пески | 1,6 | 0,4 | 2500 | 10 | 0 | - | 1 | 10 | мягкая |
| | | | глины | 1,6 | 0,4 | 0 | 100 | 0 | 10 | 5 | 4 | мягкая |
| Pg II | 85 | 140 | глины | 1,96 | 5 | 0 | 95 | 0 | 4 | 2 | 4 | мягкая |
| | | | диатомиты | 2 | - | 0 | 80 | 0 | 4 | 2 | 4 | мягкая |
| | | | опоки | 2 | 22 | 10 | 40 | 20 | 20 | 5 | 10 | мягкая |
| Pg tb | 140 | 315 | глины | 1,96 | 5 | 0 | 95 | 0 | 4 | 2 | 4 | мягкая |
| | | | песчаники | 1,96 | 35 | 20 | - | 0 | 2 | 1 | 10 | мягкая |
| | | | алевролиты | 1,9 | 25-30 | 10 | 55 | 0 | 4 | 2 | 3-6 | мягкая |
| K ₂ | 315 | 445 | глины | 1,7 | 0,3 | 0 | 100 | 0 | 10 | 5 | 4 | мягкая |
| | | | алевролиты | 1,7 | 0,3 | 5 | 50 | 2 | 10 | 2 | 5 | мягкая |
| | | | пески | 1,7 | 0,3 | 2500 | 20 | 0 | - | 5 | 9 | мягкая |
| K ₂ | 445 | 835 | глины | 1,8 | 0,2 | 0 | 100 | 0 | 10 | 5 | 6 | мягкая |
| | | | алевролиты | 1,8 | 0,2 | 5 | 50 | 2 | 10 | 5 | 7 | мягкая |
| K ₂ | 835 | 943 | глины | 1,9 | 0,23 | 0 | 100 | 2 | 10 | 5 | 2 | мягкая |
| | | | пески | 2,2 | 25 | 10 | 50 | 0 | - | 5 | 10 | мягкая |
| | | | алевролиты | 2,3 | 20 | 15 | 20 | 3 | 20 | 2,5 | 10 | мягкая |
| K ₂ | 943 | 1793 | глины | 2,1 | 0,16 | 0 | 100 | 0 | 10 | 5 | 6 | мягкая |
| | | | песчаники | 2,1 | 0,19 | 250 | 20 | 3 | 20 | 5 | 10 | мягкая |
| | | | алевролиты | 2,1 | 0,16 | 10 | 40 | - | - | 5 | 6 | мягкая |
| K ₁ | 1793 | 1955 | песчаник и | 2,2 | 30 | 90 | 20 | 3 | 20 | 2,5 | 10 | средняя |
| | | | глины | 2,3 | 15 | 0 | 100 | 2 | 20 | 2,5 | 6 | средняя |

Окончание таблицы А.3

| | | | | | | | | | | | | |
|----------------|------|------|------------|------|------|---------|-----|----|-----|-----|----|---------|
| K ₁ | 1955 | 2520 | глины | 2,4 | 5 | 0 | 100 | 10 | 25 | 3 | 4 | средняя |
| | | | песчаники | 2,2 | 15 | 10 | 20 | 5 | 25 | 3,5 | 10 | средняя |
| | | | алевролиты | 2,3 | 15 | 5-7 | 20 | 1 | 20 | 1 | 6 | средняя |
| J ₃ | 2520 | 2608 | глины | 2,4 | 5 | 0 | 95 | 5 | 50 | 3 | 4 | средняя |
| | | | песчаники | 2,3 | 2-3 | 10 | 23 | 8 | 100 | 2,5 | 10 | средняя |
| J ₃ | 2608 | 2869 | песчаники | 2,4 | 0-1 | 8,7 | 22 | 0 | 25 | 2,5 | 4 | средняя |
| | | | аргиллиты | 2,3 | 0,09 | 0 | 90 | 8 | 50 | 2,5 | 7 | средняя |
| | | | алевролиты | 2,4 | 0,2 | 1 | 30 | 8 | 80 | 2,5 | 6 | средняя |
| J ₂ | 2869 | 2914 | песчаники | 2,5 | 0,12 | 0,1-100 | 10 | 5 | 50 | 3,5 | 9 | средняя |
| | | | алевролиты | 2,5 | 0,05 | 5 | 20 | 1 | 65 | 1 | 7 | средняя |
| | | | глины | 2,6 | 0,05 | 1 | 100 | 8 | 100 | 3 | 6 | средняя |
| | | | аргиллиты | 2,5 | 0,05 | 0 | 95 | 7 | 100 | 3 | 6 | средняя |
| J ₂ | 2914 | 3740 | песчанки | 2,5 | 0,12 | 15 | 10 | 5 | 50 | 3,5 | 9 | средняя |
| | | | алевролиты | 2,5 | 0,05 | 5 | 20 | 1 | 65 | 1 | 7 | средняя |
| | | | глины | 2,6 | 0,05 | 1 | 100 | 8 | 100 | 3 | 6 | средняя |
| | | | угли | 1,9 | 0,23 | 10 | 40 | 20 | 20 | 5 | 2 | мягкая |
| J ₁ | 3740 | 4000 | песчаники | 2,65 | 0,12 | 0,1-2 | 10 | 5 | 50 | 3,5 | 9 | твердая |
| | | | аргиллиты | 2,6 | 0,05 | 1 | 100 | 8 | 100 | 3 | 6 | твердая |
| PZ | 4000 | 4300 | известняки | 2,65 | 18 | 5-100 | 35 | 80 | 170 | 4 | 4 | твердые |
| | | | аргиллиты | 2,65 | 0,05 | 5 | 20 | 1 | 65 | 1 | 7 | твердая |
| | | | алевролиты | 2,6 | 0,05 | 1 | 100 | 8 | 100 | 3 | 6 | твердая |

Приложение Б

(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1– Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип осложнения | Характеристика и условия возникновения |
|---|-------------|------|--------------------------------|--|
| | от | до | | |
| K ₂ | 500 | 835 | Поглощение бурового раствора | Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления. |
| K ₂ | 835 | 1793 | | |
| K ₂ - J ₃ | 1793 | 2608 | | |
| J ₃ -J ₂ | 2608 | 3740 | | |
| PZ | 4000 | 4300 | | |
| K ₂ | 200 | 550 | Осыпи и обвалы стенок скважины | Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости |
| K ₂ | 550 | 1793 | | |
| K ₂ - J ₁ | 1793 | 4000 | | |
| PZ | 4000 | 4300 | | |
| Q- K ₂ | 0 | 500 | Прихватоопасные зоны | При нарушении технологии бурения ММП. Оползневые явления при растеплении ММП |
| K ₂ | 500 | 1320 | | Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения |
| K ₁ - K ₂ | 1320 | 1793 | | Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы . |
| K ₁ -J ₁ | 1793 | 4000 | | |
| PZ | 4000 | 4300 | | |

Приложение В

(обязательное)

Расчет профиля проектируемой скважины

Таблица В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

| Тип профиля | Профиль | | | | | | | | | | |
|---|--------------------|---------|---------|---|--------|--------|---------------|----------|-----------------|---------|---------|
| Исходные данные для расчета | | | | | | | | | | | |
| Глубина скважины по вертикали, м | 4120 | | | Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м | | | | | 0,1 | | |
| Глубина вертикального участка скважины, м | 300 | | | Зенитный угол в конце участка набора угла, град | | | | | 15,00 | | |
| Отход скважины, м | 600 | | | Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м | | | | | 0,0789 | | |
| Длина интервала бурения по пласту, м | 40 | | | Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град | | | | | 0 | | |
| Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м | - | | | Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град | | | | | 0 | | |
| Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м | - | | | | | | | | | | |
| Длина участка под зумпф, м | 40 | | | | | | | | | | |
| № Интервала | Длина по вертикали | | | Отход | | | Зенитный угол | | Длина по стволу | | |
| | От | До | Всего | От | До | Всего | В начале | На конце | От | До | Всего |
| 1 | 0,00 | 300,00 | 300,00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 300 | 300 |
| 2 | 300,00 | 450,00 | 150,00 | 0 | 19,52 | 19,52 | 0 | 15 | 300,00 | 450,41 | 150,41 |
| 3 | 450,00 | 2600,00 | 2150,00 | 19,52 | 575,98 | 556,46 | 15 | 15 | 450,41 | 2676,25 | 2225,84 |
| 4 | 2600,00 | 2790,00 | 190,00 | 575,98 | 600,71 | 24,73 | 15 | 0 | 2676,25 | 2866,76 | 190,51 |
| 5 | 2790,00 | 4080,00 | 1290,00 | 600,71 | 600,71 | 0 | 0 | 0 | 2866,76 | 4156,76 | 1290,00 |
| 6 | 4080,00 | 4120,00 | 40,00 | 600,71 | 600,71 | 0 | 0 | 0 | 4156,76 | 4196,76 | 40,00 |

Приложение Г
(обязательное)
Конструкция скважины

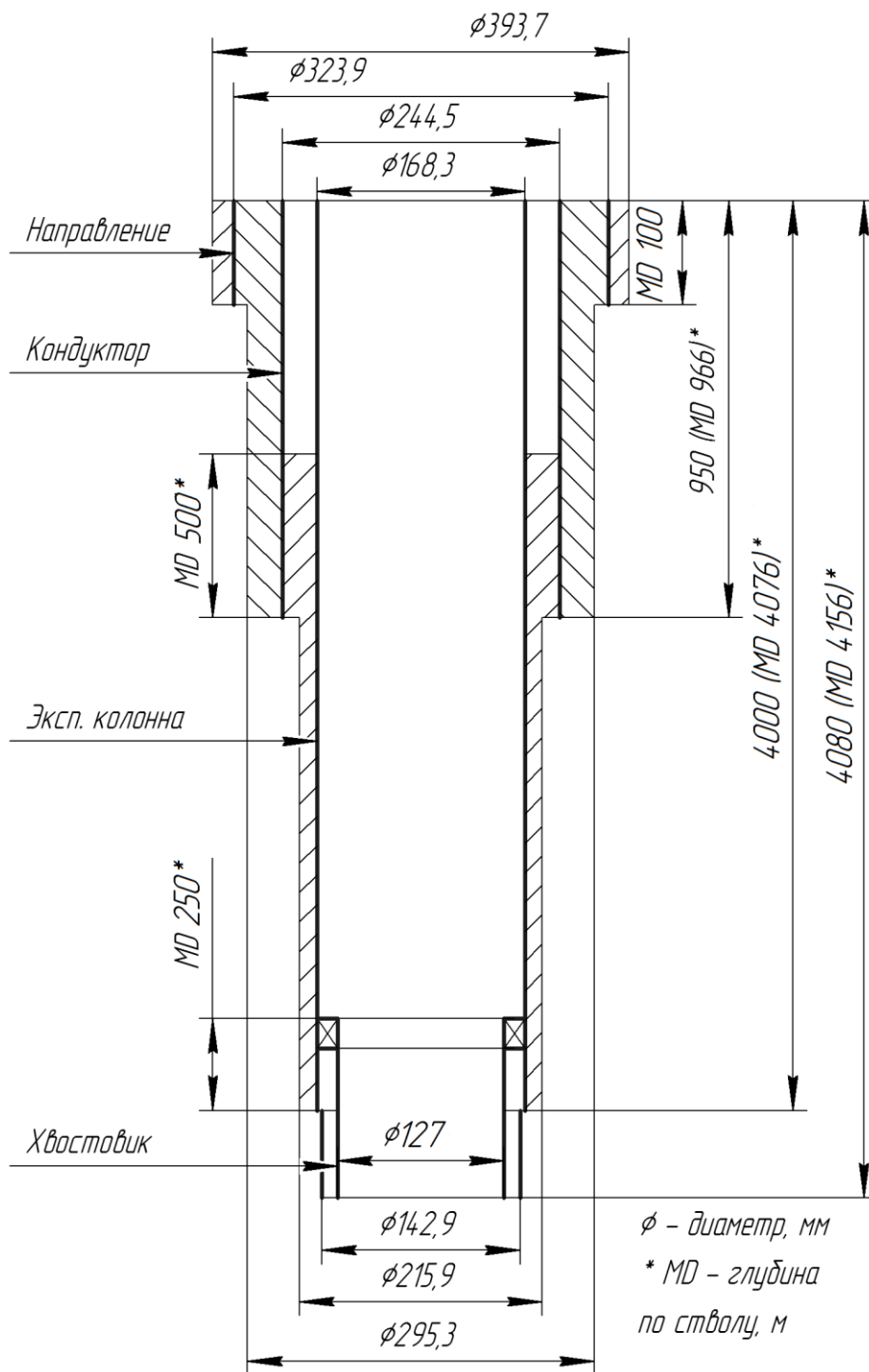


Рисунок Г.1– Конструкция скважины

Приложение Д

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-100м).

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум.вес, т |
|---|----------------------------------|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-----------------------------|------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| 1 | 393,7 (15 ½) GRD111 | 0,45 | 393,7 | - | 3-177 | Ниппель | 0,12 |
| 2 | Переводник М 3-177/171 | 0,50 | 203 | 90 | 3-177 | Муфта | 0,05 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 3 | УБТ 229*90 Д | 72 | 229 | 90 | 3-171 | Ниппель | 19,68 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | Переводник П 3-171/133 | 0,52 | 203 | 90 | 3-171 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 5 | Бурильная труба ТБ ПК 127х9 Р | До устья | 127 | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,51 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (100-967м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум.вес, т |
|---|-----------------------------|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-----------------------------|------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| 1 | 295,3 (11 5/8) FD 619 SM | 0,4 | 295,3 | - | 3-152 | Ниппель | 0,12 |

Продолжение таблицы Д.2

| | | | | | | | |
|----|---|-------|-------|------|-------|---------|-------|
| 2 | Калибратор КП1-295,3 СТК- 152/152 | 1,270 | 295,3 | 100 | 3-152 | Муфта | 0,45 |
| | | | | | 3-152 | Ниппель | |
| 3 | ВЗД ДГР-240М.7/8.41 | 8,025 | 240 | - | 3-152 | Муфта | 1,851 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | Клапан обратный КОБ-203 | 0,777 | 203 | 78 | 3-171 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | Телесистема ЗТС МРТ | 12 | 203 | 140 | 3-171 | Ниппель | 4,72 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Переводник П 3-171/133 | 0,536 | 203 | 95 | 3-171 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 7 | НУБТ 172*83 Д | 9,45 | 172 | 83 | 3-133 | Ниппель | 1,60 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | Переводник П 3-133/171 | 0,536 | 203 | 95 | 3-133 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 9 | УБТ 229*90 Д | 12 | 229 | 90 | 3-171 | Ниппель | 3,276 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 10 | Переводник П 3-171/163 | 0,536 | 203 | 95 | 3-171 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-163 | Муфта | |
| 11 | УБТ 203*76 Д | 12 | 203,2 | 76,2 | 3-163 | Ниппель | 2,628 |
| | | | | | 3-163 | Муфта | |
| 12 | Переводник П 3-163/147 | 0,521 | 185 | 101 | 3-163 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 13 | УБТ 178*80 Д | 12 | 178 | 80 | 3-147 | Ниппель | 1,872 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 14 | Переводник П 3-147/133 | 0,517 | 178 | 95 | 3-147 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Окончание таблицы Д.2

| | | | | | | | |
|----|---------------|-------------|-----|------|-------|---------|--------|
| 15 | БТ ПК 127*9 Р | До устья | 127 | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 26,441 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (967-4077м).

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум.вес, т |
|---|---------------------------------------|-------------|--------------------------|-------------------------|------------------|-----------------------------|---------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| 1 | 215,9 (8 ½) FD 613 SM | 0,4 | 215,9 | - | 3-117 | Ниппель | 0,12 |
| 2 | Калибратор КС1-215,9 К- 117/117 | 1,113 | 215,9 | 113 | 3-117 | Муфта | 0,45 |
| | | | | | 3-117 | Ниппель | |
| 3 | ВЗД ДГР- 195М.9/10.42 | 8,025 | 195 | - | 3-152 | Муфта | 1,851 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | Клапан обратный КОБ-203 | 0,777 | 203 | 78 | 3-171 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | Переводник П 3-171/108 | 0,701 | 203 | 95 | 3-171 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-108 | Муфта | |
| 6 | Телесистема ЗТС МРТ | 12 | 203 | 140 | 3-108 | Ниппель | 4,72 |
| | | | | | 3-108 | Муфта | |
| 7 | Переводник П 3-108/133 | 0,536 | 203 | 95 | 3-108 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | НУБТ 172*83 Д | 9,45 | 172 | 83 | 3-133 | Ниппель | 1,60 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Окончание таблицы Д.3

| | | | | | | | |
|----|----------------------------------|-------------|-----|------|-------|---------|--------|
| 9 | Переводник П 3-133/147 | 0,527 | 178 | 95 | 3-133 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | БТ АБТ 147*9 Д | 1000 | 147 | 90 | 3-171 | Ниппель | 14,40 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 11 | Переводник П 3-147/171 | 0,536 | 203 | 95 | 3-147 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 12 | УБТ 203*100 Д | 24 | 203 | 100 | 3-171 | Ниппель | 4,608 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 13 | Ясс гидрав. Яг- 203 | 4,3 | 203 | 71,4 | 3-171 | Ниппель | 0,560 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 14 | Переводник П 3-171/147 | 0,536 | 178 | 95 | 3-171 | Ниппель | 1,60 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 15 | УБТ 178*80 Д | 12 | 178 | 80 | 3-147 | Ниппель | 1,872 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 16 | Переводник П 3-147/133 | 0,517 | 178 | 95 | 3-147 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 17 | Бурильная труба БТ ПК 127*9 Р | До устья | 127 | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 64,530 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Приложение Е

(обязательное)

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических
реагентов

Таблица Е.1 – Результаты расчета системы бурового раствора

| 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 | 100 | 100 | 393,7 | - | 1,4 | 19,6 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 0,93 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 11,8 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 0,28 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 32,61 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | 77,61 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 77,61 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал | | | | | | 32,3 |
| Кондуктор 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 | | | | | |
| 100 | 967 | 867 | 295,3 | 306,9 | 1,4 | 88,49 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 6,41 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 52,49 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 4,6 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 151,99 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | 196,99 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала | | | | | | 32,3 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 164,69 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал | | | | | | 40,05 |
| Экспл. колонна 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 | | | | | |
| 967 | 4077 | 3050 | 215,9 | 228,7 | 1,1 | 122,76 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 12,75 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 29,6 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 11,74 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 172,58 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | 248,87 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала | | | | | | 40,05 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 208,82 |

Окончание таблицы Е.1

| Хвостовик 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 | | | | | |
| 4077 | 4196 | 120 | 142,9 | 159,4 | 1,1 | 2,11 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 0,55 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 1,41 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 1,22 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 5,42 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | 9,07 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала | | | | | | 0 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | 9,07 |

Таблица Е.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам.

| Наименование материала | Назначение | Упаков. ед. изм. | Потребное количество реагентов | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|------------------|--------------------------------|----|-----------|----|----------------|----|-----------|----|-------|----|
| | | | Направление | | Кондуктор | | Экспл. Колонна | | Хвостовик | | Итого | |
| | | кг,л | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп |
| NaOH | Поддержание требуемого pH б.р. | 25 | 80 | 4 | 225 | 9 | 125 | 5 | 0 | 0 | 460 | 19 |
| Na ₂ CO ₃ | Связывание ионов кальция и магния | 25 | 75 | 3 | 225 | 9 | 250 | 10 | 0 | 0 | 625 | 25 |
| Глинопорошок «Основа-Медиум» | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 1000 | 5000 | 5 | 3000 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6000 | 6 |
| «Гаммаксан» | Придание раств. требуемых реологических и тиксотропных свойств | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 98 | 4 | 75 | 3 | 198 | 8 |
| «Osno-Desco CA» | Снижение вязкости раств. при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 25 | 75 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 75 | 3 |

Окончание таблицы Е.2

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--|------|-------|----|-------|----|-------|----|-----|----|-------|----|
| «Оснопак-ВО» | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств | 25 | 0 | 0 | 100 | 4 | 250 | 10 | 0 | 0 | 425 | 17 |
| Seurve FL | Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор | 25 | 0 | 0 | 35 | 2 | 245 | 10 | 0 | 0 | 350 | 14 |
| «Оснопак-НО» | Регулятор фильтрации | 25 | 0 | 0 | 125 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 475 | 19 |
| «Оснопак-НО» | Регулятор фильтрации | 1000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1000 | 1 | 0 | 0 | 1000 | 1 |
| CaCO ₃ | Регулятор фильтрации, утяжелитель | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 450 | 18 | 450 | 18 |
| «Atren-FK» | Снижение коэффициента трения в скважине | 1000 | 0 | 0 | 1000 | 1 | 2000 | 2 | 0 | 0 | 3000 | 3 |
| «Atren-FK» | Снижение коэффициента трения в скважине | 25 | 0 | 0 | 150 | 6 | 450 | 18 | 0 | 0 | 1300 | 52 |
| Барит | Регулирование плотности | 1000 | 12805 | 13 | 34880 | 35 | 11000 | 11 | 0 | 0 | 61685 | 62 |
| Биополимер DUO-VIS | Регулирование вязкости | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 4 | 100 | 4 |

Таблица Е.3– Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

| Исходные данные | | | | | | | | | | |
|--|-----------|--|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---|---|------------------------------------|---------------------|----------------|
| Интервал бурения (по стволу), м | | К | P_{пл}, МПа | Н, м | g, м/с² | ρ_{бр}, кг/м³ | ρ_{гп}, кг/м³ | К | d, м | |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 100 | 0,1 | 1,0 | 100 | 9,81 | 1160 | 2030 | 1,4 | 0,010 | |
| 100 | 967 | 0,1 | 9,5 | 950 | | 1160 | 2262 | 1,4 | 0,008 | |
| 967 | 4076 | 0,05 | 40,0 | 4000 | | 1082 | 2227 | 1,2 | 0,008 | |
| 4076 | 4196 | 0,05 | 57,7 | 4120 | | 1470 | 2720 | 1,1 | 0,005 | |
| Результаты проектирования | | | | | | | | | | |
| Интервал бурения (по стволу), м | | Плотность, г/см³ | СНС₁, дПа | СНС₁₀, дПа | Условная вязкость, с | Водоотдача, мл | рН | Содержание песка, % | ДНС, дПа | ПВ, сПз |
| от | до | | | | | | | | | |
| 0 | 100 | 1,16 | 8-18 | 12-35 | 90-120 | <12 | 7,5-9 | 1,5 | 10-25 | 10-20 |
| 100 | 967 | 1,16 | 6-16 | 9-30 | 40-75 | 8-12 | 7,5-9 | 1 | 10-20 | 15-20 |
| 967 | 4076 | 1,08 | 11-20 | 30-35 | 40-65 | < 8 | 8-10 | < 1 | 10-20 | 10-25 |
| 4076 | 4196 | 1,47 | 11-20 | 30-35 | 40-65 | < 8 | 8-10 | < 0,5 | 10-35 | 10-25 |

Таблица Е.4 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 | 100 | БУРЕНИЕ | 0,274 | 0,032 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 1 | 70 | 15,9 | 0,05 |
| Под кондуктор | | | | | | | | | |
| 100 | 967 | БУРЕНИЕ | 0,439 | 0,050 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 8 | 10 | 97,4 | 2,87 |
| Под эксплуатационную колонну | | | | | | | | | |
| 967 | 4076 | БУРЕНИЕ | 0,746 | 0,079 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 8 | 9,5 | 95,9 | 4,24 |
| Под хвостовик | | | | | | | | | |
| 4076 | 4197 | БУРЕНИЕ | 0,925 | 0,084 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 6 | 9 | 80,1 | 3,09 |

Таблица Е.5 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Тип | Количество | 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 | 100 | БУРЕНИЕ | УНБТ-950 | 2 | 90 | 160 | 275,4 | 1 | 125 | 30,6 | 61,2 |
| 100 | 967 | БУРЕНИЕ | УНБТ-950 | 2 | 90 | 160 | 275,4 | 1 | 125 | 30,6 | 61,2 |
| 967 | 4076 | БУРЕНИЕ | УНБТ-950 | 2 | 100 | 150 | 316,8 | 1 | 125 | 27,2 | 54,4 |
| 4076 | 4197 | БУРЕНИЕ | УНБТ-950 | 1 | 100 | 160 | 247,9 | 1 | 125 | 30,6 | 30,6 |

Таблица Е.6 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м | | 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 |
| От (верх) | До (низ) | | | Насадках долота | Забойном двигателе | | | |
| 0 | 100 | БУРЕНИЕ | 16,6 | 1,8 | 0 | 4,8 | 0,1 | 10 |
| 100 | 967 | БУРЕНИЕ | 235,9 | 65,0 | 67,9 | 91,7 | 1,3 | 10 |
| 967 | 4076 | БУРЕНИЕ | 278,3 | 60,9 | 58,3 | 141,2 | 8,0 | 10 |
| 4076 | 4197 | БУРЕНИЕ | 214,2 | 42,1 | 28,3 | 97,2 | 36,6 | 10 |

Приложение Ж

(обязательное)

Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица Ж.1 - Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн.

| Название колонны, D _{усл} | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м | | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| | | от (верх) по стволу | до (низ) по стволу | | |
| Направление, 324 | БКМ-324 «Нефтемаш» | 100 | 100 | 1 | 1 |
| | ЦКОДМ-324 «Нефтемаш» | 90 | 90 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш» | 0 | 100 | 12 | 12 |
| | ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш» | 90 | 90 | 1 | 1 |
| Кондуктор, 245 | БКМ-245 «Нефтемаш» | 967 | 967 | 1 | 1 |
| | ЦКОДМ-245 «Нефтемаш» | 967 | 967 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш» | 0 | 967 | 39 | 39 |
| | ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш» | 957 | 957 | 1 | 1 |
| Эксплуатационная колонна, 168 | БКМ-168 «Нефтемаш» | 4076 | 4076 | 1 | 1 |
| | ЦКОДМ-168 «Нефтемаш» | 4066 | 4066 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш» | 0 | 967 | 25 | 158 |
| | | 967 | 4076 | 133 | |
| | ЦТ 168/216 «Нефтемаш» | 967 | 4076 | 133 | 133 |
| | ПРП-Ц-В 168 «Нефтемаш» | 4076 | 4076 | 1 | 1 |
| | ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш» | 4076 | 4076 | 1 | 1 |
| Хвостовик, 127 | БКМ-127 «Нефтемаш» | 4156 | 4156 | 1 | 1 |

Окончание таблицы Ж.1

| | | | | |
|----------------------------|------|------|---|---|
| ЦКОДМ-127 «Нефтемаш» | 4146 | 4146 | 1 | 1 |
| ПРП-Ц-В 127 «Нефтемаш» | 4146 | 4146 | 1 | 1 |
| ЦПС-127/165 «Нефтемаш» | 4076 | 4156 | 8 | 8 |
| ЦТ 127/165 «Нефтемаш» | 4076 | 4156 | 8 | 8 |
| ПХГМЦЗ 127/168 ("ЗЭРС") | 3826 | 3826 | 1 | 1 |

Приложение И

(обязательное)

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

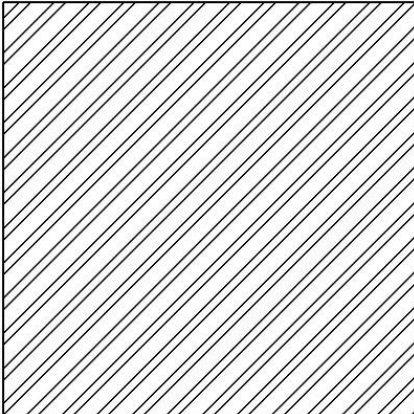
| | | |
|--|---|---|
|  | <p><i>Сильные стороны проекта:</i></p> <p>S_1 – сокращение сроков строительства скважины;</p> <p>S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы;</p> <p>S_3 – минимальное загрязнение ПЭП за счет конструкции открытого забоя;</p> <p>S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РУС;</p> <p>S_5 – большая зона дренирования пласта;</p> | <p><i>Слабые стороны проекта:</i></p> <p>W_1 – необходимость в квалифицированном персонале;</p> <p>W_2 – высокая стоимость производимых работ;</p> <p>W_3 – сложность прокладки скважины;</p> <p>W_4 – большая материалоемкость;</p> <p>W_5 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;</p> |
| <p><i>Возможности:</i></p> <p>O_1 – высокий уровень спроса на энергоносители;</p> <p>O_2 – использование современного оборудования;</p> <p>O_3 – обеспечение занятости населения Томской области;</p> <p>O_4 – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов;</p> <p>O_5 – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;</p> | <p>1 – $S_1 O_1 O_2$</p> <p>2 – $S_2 O_1 O_2 O_3 O_4$</p> <p>3 – $S_3 O_2 O_4$</p> <p>4 – $S_4 S_5 O_2$</p> | <p>1 – $W_1 O_1 O_2 O_3 O_4$</p> <p>2 – $W_2 W_4 O_2 O_4$</p> <p>3 – $W_5 O_1 O_2 O_4$</p> |
| <p><i>Угрозы:</i></p> <p>T_1 – угроза загрязнения окружающей среды;</p> <p>T_2 – сложные метеорологические условия;</p> <p>T_3 – сложные геологические условия;</p> <p>T_4 – технологические риски;</p> <p>T_5 – риск техногенных аварий;</p> | <p>1 – $S_1 T_1 T_4 T_5$</p> <p>2 – $S_5 T_5$</p> | <p>1 – $W_1 T_4 T_5$</p> <p>2 – $W_3 W_5 T_1 T_4 T_5$</p> |

Рисунок И.1 – Матрица SWOT

Таблица И.1 – Нормативная карта

| Наименование работ | Тип и размер долота | Интервал бурения, м | | Норма | | Проходка в интервале, м | Количество долблений, шт. | Время механического бурения, час | СПО и прочие работы, час | Всего, час |
|---|---------------------|---------------------|-----|-----------------------|----------------------|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------------|---|
| | | от | До | Проходка на долото, м | Время бурения 1 м, ч | | | | | |
| Вышкомонтажные работы | | | | | | | | | | 1080 |
| Подготовительные работы к бурению | | | | | | | | | | 96 |
| Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого: | III 393,7 М-ЦГВ | 0 | 100 | 350 | 0,02 | 50 | 1 | 1 | 0,04 | 1,04 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,71 |
| Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) | БИТ 295,3 ВТ 516 УЕ | 100 | 967 | 3200 | 0,03 | 1461 | 1 | 43,83 | 2,76 | 46,59 0,31 5,47 0,24 2,33 |

Окончание таблицы И.1

| | | | | | | | | | | |
|---|------------------------|------|------|------|------|------|---|--------|------|--------|
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,83 |
| Установка и вывод УБТ за палец | | | | | | | | | | 0,6 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 51,3 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,45 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,8 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,9 |
| Итого: | | | | | | | | | | 118,82 |
| Бурение под эксплуатационную колонну | БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ | 967 | 4076 | 3200 | 0,07 | 1889 | 1 | 132.23 | 8,24 | 140.47 |
| Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,13 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,33 |
| Установка и вывод УБТ за палец | | | | | | | | | | 0,24 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 2,10 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 2,0 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,2 |
| Итого: | | | | | | | | | | 68,4 |
| Бурение под хвостовик | БИТ 152,4 ВТ 613 УЕ | 4076 | 4196 | 2000 | 0,07 | 660 | 1 | 46.2 | 7,97 | 54.17 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,03 |
| Нарращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 2,8 |
| Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,24 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,63 |
| Установка и вывод УБТ за палец | | | | | | | | | | 6,53 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,35 |
| ПГИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 55,45 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 12,64 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 7,02 |
| Итого: | | | | | | | | | | 1,2 |
| Испытание скважины на продуктивность | | | | | | | | | | 144,06 |
| | | | | | | | | | | 248,4 |

Таблица И.2 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Подготовит. работы | | Направление | | Кондуктор | | ЭК | | Хвостовик | |
|---|-------------------|------------------------|--------------------|--------|-------------|-------|-----------|---------|-------|---------|-----------|---------|
| | | | колво | сумма | колво | сумма | колво | сумма | колво | сумма | колво | сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Затраты, зависящие от времени | | | | | | | | | | | | |
| Повременная з/п буровой бригады | сут | 129,15 | 4 | 516,6 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Социальные отчисления, 30% | | - | - | 175,6 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Сдельная з/п буровой бригады | сут | 138,19 | - | - | 0,04 | 5,53 | 1,94 | 268,09 | 5,85 | 660,52 | 2,26 | 250,13 |
| Социальные отчисления, 30% | | - | - | - | - | 2,35 | - | 46,43 | - | 198,16 | - | 75,04 |
| Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера | сут | 14,4 | - | - | 0,04 | 0,58 | 1,94 | 27,94 | 5,85 | 68,83 | 2,26 | 26,10 |
| Социальные отчисления, 30% | | - | - | - | - | 0,24 | - | 4,84 | - | 20,65 | - | 8,86 |
| Содержание бурового оборудования | сут | 252,86 | 4 | 1011,4 | 0,04 | 10,11 | 1,94 | 490,55 | 5,85 | 1209,36 | 2,26 | 457,68 |
| Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем Пластов | сут | 1317 | 4 | 5732 | 0,04 | 52,68 | 1,94 | 2554,98 | 5,85 | 6850,7 | 2,26 | 2593,73 |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями | сут | 153,75 | 4 | 615 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями | сут | 224,6 | - | - | - | - | 1,94 | 435,72 | 5,85 | 1073,59 | 2,26 | 406,53 |
| Прокат ВЗД | сут | 19,46 | 4 | 77,84 | - | - | 1,94 | 37,75 | - | - | - | - |
| Прокат ВЗД | сут | 92,66 | - | - | - | - | - | - | 5,85 | 442,92 | - | - |
| Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %. | сут | 240,95 | - | - | - | - | - | - | - | - | 2,26 | 436,13 |
| Эксплуатация ДВС передвижной электростанции | сут. | 8,9 | 4 | 35,6 | 0,04 | 0,36 | 1,94 | 17,27 | 5,85 | 71,11 | 2,26 | 16,11 |
| Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении. | сут. | 7,54 | - | - | 0,04 | 0,30 | 1,94 | 14,63 | 5,85 | 60,24 | 2,26 | 13,64 |
| Плата за подключенную мощность. | кВт/сут | 149,48 | 4 | 516,6 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе. | кВт/сут | 107,93 | - | 175,6 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Окончание таблицы И.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|--|--------|--------|----------|----------|---------|----------|----------|----------|------|----------|------|----------|
| Эксплуатация трактора | сут | 33,92 | 4 | 135,68 | 0,04 | 1,36 | 1,94 | 65,80 | 5,85 | 277,8 | 2,26 | 61,39 |
| Автомобильный спец транспорт | сут | 100,4 | 4 | 401,6 | 0,04 | 4,02 | 1,94 | 194,78 | 5,85 | 822,28 | 2,26 | 181,72 |
| Амортизация кухни-столовой | сут | 5,53 | 4 | 22,12 | 0,04 | 0,22 | 1,94 | 10,73 | 5,85 | 44,18 | 2,26 | 10 |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт | сут | 169,29 | 4 | 677,16 | 0,04 | 6,77 | 1,94 | 328,42 | 5,85 | 1386,49 | 2,26 | 306,41 |
| Порошок бентонитовый марки Б | т | 75,4 | - | - | 0,2 | 15,08 | 109 | 8218,6 | 106 | 7992,4 | - | - |
| Сода каустическая | т | 875,2 | - | - | 0,036 | 31,5072 | 0,16 | 140,032 | 0,15 | 131,28 | 0,5 | 437,6 |
| ПАА | т | 215,6 | - | - | - | - | 0,12 | 25,872 | 0,12 | 25,872 | - | - |
| ПАЦ | т | 983 | - | - | - | - | 1,8 | 1769,4 | 1,7 | 1671,1 | - | - |
| Смазывающая добавка | т | 1054,1 | - | - | - | - | 1,4 | 1475,74 | 1,4 | 1475,74 | 5,3 | 5586,73 |
| Полиакрилат натрия | т | 106,6 | - | - | - | - | - | - | - | - | 4,5 | 479,7 |
| Биополимер (ксантановая смола) | т | 1223,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,92 | 1125,62 |
| Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т | т | 0,35 | 6,63 | 2,32 | 4 | 1,4 | 3,2 | 1,12 | 6 | 2,1 | 12 | 4,2 |
| ВЗД и ГСМ до 250 км | т | 16,68 | - | - | - | - | 11,2 | 186,8 | 10,6 | 176,8 | 18 | 300,24 |
| Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км | т | 20,08 | - | - | 27,8 | 558,22 | 33,3 | 668,66 | 36,4 | 730,9 | 66,9 | 1343,35 |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб | | | | 10095,12 | | 690,7272 | | 20210,23 | | 28545,78 | | 16522,14 |
| Затраты, зависящие от объема работ | | | | | | | | | | | | |
| III 393,7 М-ЦГВ | шт | 2686,4 | - | - | 0,14 | 376,1 | - | - | - | - | - | - |
| БИТ 295,3 ВТ 516 УЕ | шт | 4852,7 | - | - | - | - | 0,28 | 1358,7 | - | - | - | - |
| БИТ 215,9 ВТ 613 УЕ | шт | 5234,4 | - | - | - | - | - | - | 0,89 | 4690,02 | - | - |
| БИТ 152,4 ВТ 613 УЕ | шт | 6971,2 | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,31 | 2157,6 |
| Транспортировка труб | т | 4,91 | - | - | 18,4 | 90,34 | 24,8 | 121,77 | 48,6 | 238,63 | 60,9 | 299,02 |
| Транспортировка долот | т | 6,61 | - | - | 1 | 6,61 | 1 | 6,61 | 1 | 6,61 | 1 | 6,61 |
| Транспортировка вахт, руб | смена | 1268 | | | | | | | | | | |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб | - | - | 0 | 466,44 | 1480,47 | 4928,65 | 2456,62 | | | | | |
| Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб | - | - | 10095,12 | 1157,167 | 21690,7 | 33474,43 | 18978,76 | | | | | |
| Всего по сметному расчету, руб | 403983 | | | | | | | | | | | |

Таблица И.3 – Сметный расчет на крепление скважины

| Наименование затрат | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Направление | | Кондуктор | | ЭК | | Хвостовик | |
|--|-------------------|------------------------|-------------|-------|-----------|---------|--------|---------|-----------|---------|
| | | | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Затраты, зависящие от времени | | | | | | | | | | |
| Оплата труда буровой бригады | сут | 129,15 | 0,04 | 5,17 | 1,94 | 250,55 | 5,85 | 755,53 | 2,26 | 291,88 |
| Социальные отчисления, 30% | | - | - | 39,30 | - | 85,80 | - | 114,30 | - | 92,60 |
| Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера | сут | 11,6 | 0,04 | 0,46 | 1,94 | 22,50 | 5,85 | 67,86 | 2,26 | 26,22 |
| Социальные отчисления, 30% | | - | - | 3,50 | - | 7,70 | - | 10,30 | - | 8,30 |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение | сут | 7,54 | 0,04 | 0,30 | 1,94 | 14,63 | 5,85 | 44,11 | 2,26 | 17,04 |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение) | сут | 252,86 | 0,04 | 10,11 | 1,94 | 490,55 | 5,85 | 1479,23 | 2,26 | 571,46 |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин | сут | 1433 | 0,04 | 57,32 | 1,94 | 2780,02 | 5,85 | 8383,05 | 2,26 | 3238,58 |
| Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении | сут | 419,4 | 0,04 | 16,78 | 1,94 | 813,64 | 5,85 | 2453,49 | 2,26 | 947,84 |
| Плата за подключенную мощность | сут | 138,89 | 0,04 | 5,56 | 1,94 | 269,45 | 5,85 | 812,51 | 2,26 | 313,89 |
| Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе | сут | 100,84 | 0,04 | 4,03 | 1,94 | 195,63 | 5,85 | 589,91 | 2,26 | 227,90 |
| Эксплуатация ДВС | сут | 8,9 | 0,04 | 0,36 | 1,94 | 17,27 | 5,85 | 52,07 | 2,26 | 20,11 |
| Автомобильный спец транспорт до 250 км | сут | 100,4 | 0,04 | 4,02 | 1,94 | 194,78 | 5,85 | 587,34 | 2,26 | 226,90 |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт | сут | 169,29 | 0,04 | 6,77 | 1,94 | 328,42 | 5,85 | 990,35 | 2,26 | 382,60 |
| Эксплуатация бульдозера | сут | 18,4 | 0,04 | 0,74 | 1,94 | 35,70 | 5,85 | 107,64 | 2,26 | 41,58 |
| Эксплуатация трактора | сут | 33,92 | 0,04 | 1,36 | 1,94 | 65,80 | 5,85 | 198,43 | 2,26 | 76,66 |
| Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км | т | 8,21 | 6 | 49,26 | 21 | 172,4 | 16 | 131,4 | 5 | 41,1 |

Продолжение таблицы И.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--|----|-------|----|---------|-----|----------|-----|----------|-----|----------|
| Башмак колонный БКП-324 | шт | 85,5 | 1 | 85,5 | - | - | - | - | - | - |
| Башмак колонный БКП-245 | шт | 65 | - | - | 1 | 65 | - | - | - | - |
| Башмак колонный БКП-178 | шт | 45,5 | - | - | - | - | 1 | 45,5 | | |
| Башмак колонный БКП-114 | шт | 32 | - | - | - | - | - | - | 1 | 32 |
| Центратор ЦЦ-2-324/394 | шт | 32,5 | 1 | 32,5 | - | - | - | - | - | - |
| Центратор ЦЦ-4-245/295 | шт | 25,4 | - | - | 31 | 787,4 | - | - | - | - |
| Центратор ЦЦ-4-178/220 | шт | 18,7 | - | - | - | - | 50 | 935 | - | - |
| Центратор ЦТЖС-127/155 | шт | 15,5 | - | - | - | - | - | - | 20 | 310 |
| ЦКОД-324 ОТТМ | шт | 125,6 | 1 | 125,6 | - | - | - | - | - | - |
| ЦКОД-245 ОТТМ | шт | 113,1 | - | - | 1 | 113,1 | - | - | - | - |
| ЦКОД-178 ОТТМ | шт | 105 | - | - | - | - | 1 | 105 | - | - |
| ЦКОД-127 ОТТМ | шт | 100,6 | - | - | - | - | - | - | 1 | 100,6 |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-324 | шт | 80,5 | 1 | 80,5 | - | - | - | - | - | - |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-245 | шт | 59,15 | - | - | 1 | 59,15 | - | - | - | - |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-178 | шт | 30,12 | - | - | - | - | 1 | 30,12 | - | - |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-114 | шт | 28,42 | - | - | - | - | - | - | 1 | 28,42 |
| ПХЦЗВ 114/178 | шт | 700 | - | - | - | - | - | - | 1 | 700 |
| Головка цементирующая ГЦУ-245-324 | шт | 3960 | 1 | 3960 | - | - | - | - | - | - |
| Головка цементирующая ГЦУ-178 | шт | 2880 | 1 | - | - | - | 1 | 2880 | - | - |
| Головка цементирующая ГЦУ-127 | шт | 2670 | 1 | - | - | - | - | - | 1 | 2670 |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб | - | - | | 4489,14 | | 10089,49 | | 20773,14 | | 10365,68 |
| Затраты, зависящие от объема работ | | | | | | | | | | |
| Обсадные трубы 324x8,5 | м | 37,21 | 50 | 1860,5 | - | - | - | - | - | - |
| Обсадные трубы 245x7,9 | м | 28,53 | - | - | 900 | 25677 | - | - | - | - |
| Обсадные трубы 178x10,4 | м | 16,47 | | | | | 677 | 11150,19 | - | - |
| Обсадные трубы 178x9,2 | м | 19,96 | - | - | - | - | 230 | 4590,8 | - | - |
| Хвостовик | м | 14,26 | - | - | - | - | - | - | 660 | 9411,6 |

Окончание таблицы И.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150 | т | 26,84 | 1,75 | 46,97 | 75,89 | 2036,9 | - | - | - | - |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III Об(5)-100 | т | 19,84 | - | - | - | - | 19,84 | 393,63 | - | - |
| Заливка колонны, тампонажный цех | агр/оп | 145,99 | 2 | 291,98 | 3 | 437,97 | 5 | 729,95 | - | - |
| Затворение цемента, тампонажный цех | т | 6,01 | 2,79 | 16,77 | 25,87 | 155,48 | 54,8 | 329,35 | - | - |
| Работа ЦСМ, тампонажный цех | ч | 36,4 | 1 | 36,4 | 1,1 | 40,04 | 1,5 | 54,6 | - | - |
| Опрессовка колонны, тампонажный цех | агр/оп | 87,59 | 1 | 87,59 | 1 | 87,59 | 1 | 87,59 | - | - |
| Работа КСКЦ 01, тампонажный цех | агр/оп | 80,6 | - | - | - | - | 1 | 80,6 | - | - |
| Пробег ЦА-320М | км | 36,8 | 3 | 110,4 | 8,5 | 312,8 | 14 | 515,2 | - | - |
| Пробег УС6-30 | км | 36,8 | 1 | 36,8 | 3 | 110,4 | 4 | 147,2 | - | - |
| Пробег КСКЦ 01 | км | 40,8 | - | - | - | - | 1 | 40,8 | - | - |
| Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех | ч | 15,49 | - | - | 16 | 247,84 | 24 | 371,76 | - | - |
| Транспортировка обсадных труб | т | 18,76 | 2,23 | 41,84 | 34,8 | 652,85 | 80,4 | 1508,3 | 10,5 | 196,98 |
| Транспортировка обсадных труб запаса | т | 37,52 | 0,5 | 18,76 | 7,5 | 281,4 | 14 | 525,3 | 3 | 112,56 |
| Транспортировка вахт, руб | | | | | | 1268 | | | | |
| Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб | - | - | | 2501,04 | | 28003,37 | | 67379,59 | | 9721,14 |
| Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб | | | | | | 153322,6 | | | | |
| Всего по сметному расчету, руб | | | | | | 155858,6 | | | | |

Таблица И.4– Сводный сметный расчет

| № п/п | Код номер сметного расчета | Наименование работ и затрат | Един. изм. | Объем работ всего | Сумма в ценах 1984 года | Индекс к виду работ | Сметная стоимость в текущих ценах всего |
|-------|----------------------------|--|------------|-------------------|-------------------------|---------------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Глава 1 | Подготовительные работы | | | | | |
| 1.1 | см.рас. 1,1 | Обустройство площадки | % | 100 | 78 997 | 228,6 | 18 058 714 |
| 1.2 | см.рас. | Рекультивация | % | 100 | 12 364 | 228,6 | 2 826 410 |
| 1.3 | см.рас.1.1 | Разборка трубопроводов | % | 100 | 2295 | 228,6 | 524 637 |
| | | Итого по подготовительным | | | 93 656 | | 21 409 762 |
| 2 | Глава 2 | Вышкостроение и монтаж оборудования | | | | | |
| 2.1 | см.рас. 2.1 | Строительство и монтаж | монтаж | 1 | 177 994 | 228,6 | 40 689 428 |
| 2.2 | "- | Разборка и демонтаж | демонт. | 1 | 11 351 | 228,6 | 2 594 839 |
| 2.3 | см.рас. 2.2 | Монтаж оборудования для испытания | монтаж | 1 | 13 905 | 228,6 | 3 178 683 |
| 2.4 | "- | Демонтаж оборудования для испытания | демонт. | 1 | 1674 | 228,6 | 382 676 |
| | | Итого по вышкостроению и монтажу | | | 204 924 | | 46 845 626 |
| 3 | Глава 3 | Бурение и крепление | | | | | |
| 3.1 | см.рас. 3.1 | Бурение скважины | пог.м | 3542 | 124 762 | 228,6 | 28 520 647 |
| 3.2 | см.рас. 3.2 | Крепление скважины | % | 100 | 66 076 | 228,6 | 15 104 887 |
| 3.4 | Расчет | Затраты буровой бригады при проведении ВСП | сут | 10 | 0 | 228,6 | 0 |
| | | Итого по бурению и креплению | | | 190 838 | 228,6 | 43 625 534 |

Продолжение таблицы И.4

| | | | | | | | |
|-----|-----------------|--|---------|------|--------------------|-------|--------------------|
| 4 | Глава 4 | Испытание скважины | | | | | |
| 4.1 | см.расч. 4.1 | Испытание в процессе бурения | объект | 1 | 14 037 | 228,6 | 3 208 858 |
| 4.2 | см.расч. 4.2 | Испытание первого объекта | объект | 1 | 0 | 228,6 | 0 |
| 4.3 | "- | Консервация скважины | объект | 0 | 6 872 | 228,6 | 1 570 939 |
| 4.4 | расчет | Ликвидация (консервация) скважины | скв. | 1 | 8080 | 228,6 | 1847088 |
| | | Итого по испытанию | | | 28 989 | | 6 626 885 |
| 5 | Справка | Промыслово-геофизические работы | | | | | |
| | | (от глав 3 и 4) | 11% | | 24180,95439 | | 5 527 766,17 |
| 5.1 | | Проведение ВСП | | | | | 0 |
| | | Итого промыслово- геофизических работ | | | 24180,95439 | | 5527766,174 |
| 6 | Глава 6 | Допные затраты при производстве строи- тельно-монтажных работ в зимнее время: | 5,40% | | | | |
| | | Снегоборьба, 0,4% | 0,40% | | 11 943 | 228,6 | 2730215,52 |
| 6.5 | расчет | Эксплуатация теплофикационной котельной | сут | 78,7 | 30 610 | 228,6 | 6997446 |
| | | Итого по главе 6 | | | 58 677 | | 13 413 452 |
| | | ИТОГО прямых затрат | | | 601 264 | | 137 449 026 |
| 7 | Глава 7 | Накладные расходы | 25,00 % | | 150 316 | | 27 077 458 |
| 8 | Глава 8 | Плановые накопления | 8,00% | | 60 126 | | 8 226 324 |
| | | ИТОГО с накладными и плановыми | | | 811 707 | | 172 752 809 |
| 9 | Глава 9 | Прочие работы и затраты | | | | | |

Продолжение таблицы И.4

| | | | | | | |
|------|-----------|---|--------|-----|------------------|--------------------|
| 9.1 | | Дополнительные затраты | | | | |
| 9.2 | | - премиальные доплаты | 24,50% | | 198 868,18 | 4 595 224,72 |
| 9.3 | | надбавка за вахтовый методработы | 4,40% | | 35 715,10 | 915 589,89 |
| 9.4 | | - северные льготы | 2,98% | | 24 188,86 | 5 148 033,70 |
| 9.6 | | Промыслово-геофизические работы | руб | | | 14 200 000 |
| | | Услуги по отбору керна | руб | | | 3 150 000 |
| 9.7 | расчет | Транспортировка керна | тн | 0,5 | | 11 456 |
| 9.8 | расчет | Изготовление керновых ящиков | ящик | 14 | | 22 086 |
| 9.9 | расчет | | | | | |
| 9.10 | расчет | Авиатранспорт | руб | | | 3 975 300 |
| | расчет | Транспортировка вахт автотранспортом | руб | 2 | 68 000,00 | 136 000 |
| 9.11 | см.расчет | Бурение скважины на воду | | | | 870 600 |
| 9.12 | | Перевозка вахт до г. Томска | руб | | | 112 000 |
| 9.13 | расчет | Услуги связи на период строительства скважины | | | | 25 300 |
| | | Итого прочих работ и затрат | | | 326 772 | 33 161 590 |
| | | ИТОГО по гл 1-9 | | | 1 138 479 | 205 914 399 |
| 10 | | Резерв средств на непредвиденные | | | | |
| | | Расходы | 5,00% | | 56923,94962 | 966645,5724 |
| | | Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8 | 0,20% | | 1623,413698 | 337670,0491 |
| | | ИТОГО | | | 1 197 026 | 206 881 044 |

Окончание таблицы И.4

| | | | | | | | |
|------|--|---|-----|--|--|--|--------------------|
| | | Подрядные работы | | | | | |
| 11 | | Затраты по составлению Геолпроекта | | | | | 0 |
| 11.1 | | - затраты на экспертизу Геолпроекта | | | | | 0 |
| 12 | | Затраты по составлению ПСД в т.ч. | | | | | 0 |
| 12.1 | | - затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД | | | | | 0 |
| 12.2 | | - затраты на экспертизу ПСД | | | | | 0 |
| 13 | | Научное сопровождение при Строительстве | | | | | 0 |
| 14 | | Приемка, хранение и обслуживание керна | | | | | 0 |
| | | Итого по подрядным работам | | | | | 0 |
| | | ВСЕГО ПО СМЕТЕ | | | | | 206 881 044 |
| | | НДС | 20% | | | | 48 823 926 |
| | | ВСЕГО с учетом НДС | | | | | 244 119 632 |

Приложение К

Производственная безопасность

Таблица К.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
|--|--|---|--|
| | Вредные | Опасные | |
| 1. Эксплуатация бурового оборудования. 2. Бурение ствола скважины. 3. Спуско-подъемные операции. 4. Цементирование скважин под каждую колонну. 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей. 6. Освоение скважины и испытание пласта. | 1. Неудовлетворительный микроклимат. 2. Повышенная запыленность и загазованность. 3. Повышенные уровни шума и вибрации. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми. | 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Поражение электрическим током. 3. Расположение рабочего места на значительной высоте. 4. Пожаровзрывоопасность. | СП 52.13330.2011 СНиП 2.04.05-91 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487-09 РД 10-525-03 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ РД 51-1-96 ППРФ от 23.02.1994 №140 РД 39-1.13-057-2002 |

Таблица К.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

| Температура воздуха, °С | Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч | Число перерывов для обогрева в смену |
|-------------------------|---|--------------------------------------|
| -30 | 3,4 | 6 |
| -35 | 2,0 | 9 |
| -40 | 1,4 | 9 |

Таблица К.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

| Наименование вещества | Величина ПДК _{рз} , мг/м ³ | Наименование вещества | Величина ПДК _{рз} , мг/м ³ |
|-----------------------|--|-----------------------|--|
| Углеводороды | 100 | Сероводород | 3 |
| Диоксид серы | 10 | Диоксид серы | 10 |
| Диоксид углерода | 9000 | Диоксид углерода | 0,8 |

Таблица К.4 – Требования к освещению производственного объекта

| Пространство | Освещенность, лк | Пространство | Освещенность, лк |
|------------------------------|------------------|---|------------------|
| Роторный стол | 100 | Лестницы, марши, сходы, приемный мост | 10 |
| Превенторная установка | 75 | Аварийное освещение для продолжения работ | 2 |
| Путь движения талевого блока | 30 | Аварийное освещение для эвакуации людей | 0,5 |

Таблица К.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

| Природные ресурсы и компоненты ОС | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-----------------------------------|---|---|
| Земля и земельные ресурсы | Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. | Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. |
| | Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др. | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др. |
| | Засорение почвы производственными отходами. | Вывоз и захоронение производственных отходов. |
| | Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности. | Засыпка выемок, горных выработок. |
| Лес и лесные ресурсы | Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. | Мероприятия по охране почв. |
| | Лесные пожары. | Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой. |
| | Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков. | Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях. |
| Воздушный бассейн | Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др. | Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия. |
| Животный мир | Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение, браконьерство. | Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. |

Окончание таблицы К.5

| Природные ресурсы и компоненты ОС | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|-----------------------------------|---|--|
| Вода и водные ресурсы | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.). | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора. |
| | Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др. | Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д. |
| | Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов. | Ликвидационный тампонаж буровых скважин. |
| | Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками. | Оборудование скважин оголовками. |
| | Загрязнение бытовыми стоками. | Очистные сооружения для буровых стоков. |
| Недра | Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород). | Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках. |
| | Некомплексное изучение недр. | Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр. |
| | Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. | Организация рудных отвалов и складов. |