



Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

| Тема работы |
|--|
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА НАУНАКСКУЮ СВИТУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ |

УДК 622.243.23:622.276

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич | | 16.06.2023 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|---------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД ИШПР | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н. | | 20.06.2023 |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ОНД ИШПР | Бондарчук Игорь Борисович | | | 17.06.2023 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОСГН ШБИП | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н. | | 15.06.2023 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ООД ШБИП | Гуляев Милий Всеволодович | | | 15.06.2023 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОГ ИШПР | Лукин Алексей Анатольевич | к.г.-м.н | | 20.06.2023 |

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

| Код | Наименование компетенции |
|---|--|
| Универсальные компетенции | |
| УК(У)-1 | Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач |
| УК(У)-2 | Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений |
| УК(У)-3 | Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде |
| УК(У)-4 | Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах) |
| УК(У)-5 | Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах |
| УК(У)-6 | Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни |
| УК(У)-7 | Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности |
| УК(У)-8 | Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов |
| УК(У)-9 | Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности |
| УК(У)-10 | Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению |
| Общепрофессиональные компетенции | |
| ОПК(У)-1 | Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания |
| ОПК(У)-2 | Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений |
| ОПК(У)-3 | Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента |
| ОПК(У)-4 | Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные |
| ОПК(У)-5 | Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности |
| ОПК(У)-6 | Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии |
| ОПК(У)-7 | Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами |

| Профессиональные компетенции | |
|-------------------------------------|---|
| ПК(У)-1 | Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-2 | Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-3 | Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-4 | Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-5 | Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин |
| ПК(У)-6 | Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин |
| ПК(У)-7 | Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-8 | Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ |



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------|
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич |

Тема работы:

| | |
|---|------------------------------|
| Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения | |
| <i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i> | <i>№40-8/с от 09.02.2023</i> |

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

20.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| Исходные данные к работе | |
|--------------------------|--|
| | <ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: - 3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 4. Данные по профилю: Угол входа в пласт не менее 87 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,75 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 650 метров 5. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2900 м 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 7. Диаметр хвостовика: выбрать 8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 9. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик с муфтами ГРП 10. Способ освоения скважины (выбрать): многостадийный ГРП |

| | |
|--|---|
| <p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологическая характеристика разреза скважины 1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Проектирование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Освоение скважины 2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС |
| <p>Перечень графического материала</p> | |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> | |
| <p>Раздел</p> | <p>Консультант</p> |
| <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> | <p>Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП</p> |
| <p>Социальная ответственность</p> | <p>Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП</p> |

| | |
|--|-------------------|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | <p>10.02.2023</p> |
|--|-------------------|

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|---------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД ИШПР | Глотова Валентина Николаевна | К.Т.Н. | | 10.02.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич | | 10.02.2023 |



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------|
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич |

Тема работы:

| |
|---|
| Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения |
|---|

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | 20.06.2023 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 10.02.2023 | 1. Горно-геологические условия бурения скважины | 10 |
| 05.04.2023 | 2. Технологическая часть | 40 |
| 22.04.2023 | 3. Специальный вопрос | 20 |
| 13.06.2023 | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15 |
| 14.06.2023 | 5. Социальная ответственность | 15 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД ИШПР | Глотова Валентина Николаевна | к.т.н. | | 10.02.2023 |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ОНД ИШПР | Бондарчук Игорь Борисович | | | 10.02.2023 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОГ ИШПР | Лукин Алексей Анатольевич | к.г.-м.н | | |

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 23 рисунка, 40 таблиц, 31 литературный источник, 9 приложений.

Ключевые слова: бурение, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, буровой раствор, цементирование, заканчивание скважин, буровая установка, резка бокового ствола.

Целью работы является проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения.

В ходе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины на Наунакскую свиту нефтяного месторождения глубиной 3226,7 м (по вертикали).

В специальной части был проведён обзор и анализ бесклиновых технологий резки боковых стволов из необсаженных скважин.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия, а также рассчитана сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы, а также вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

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

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых 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 «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

Содержание

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 13 |
| Определения, обозначения, сокращения | 14 |
| 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ | 15 |
| 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины | 15 |
| 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).... | 18 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений | 19 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... | 20 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины | 20 |
| 2.2 Проектирование конструкции скважины | 20 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины | 20 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений..... | 20 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 21 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования..... | 22 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн | 23 |
| 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн | 23 |
| 2.3 Проектирование процессов углубления скважины | 24 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения..... | 24 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента | 25 |
| 2.3.3 Выбор типа калибратора | 26 |
| 2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород..... | 27 |
| 2.3.5 Расчет частоты вращения долота | 27 |
| 2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора | 28 |
| 2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя | 30 |
| 2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны | 31 |
| 2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .. | 31 |
| 2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины | 39 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины | 40 |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность | 40 |

| | |
|--|-----------|
| 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений | 40 |
| 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений | 42 |
| 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине | 44 |
| 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн | 44 |
| 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины | 45 |
| 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины | 49 |
| 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения | 50 |
| 2.4.4.2 Освоение скважины | 51 |
| 2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры | 52 |
| 2.5 Выбор буровой установки | 52 |
| 3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Бесклиновые технологии резки боковых стволов из необсаженных скважин» | 53 |
| 3.1 Существующие бесклиновые методы резки боковых стволов из необсаженных скважин | 53 |
| 3.2 Патентный обзор | 55 |
| 3.2.1 Обзор бесклиновых способов бурения различных типов скважин .. | 55 |
| 3.2.2 Обзор отдельных элементов КНБК применяемых при бесклиновой резке боковых стволов из необсаженных скважин | 60 |
| 3.3 Классификация бесклиновых технологий резки боковых стволов из необсаженных скважин | 67 |
| 3.4 Выводы к разделу «специальный вопрос» | 68 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 70 |
| 4.1 Основные направления деятельности предприятия | 70 |
| 4.2 Организационная структура предприятия | 70 |
| 4.3 Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов | 72 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 76 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 76 |
| 5.2 Производственная безопасность | 78 |

| | |
|---|-----|
| 5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего | 79 |
| 5.3 Экологическая безопасность..... | 85 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 87 |
| Список используемых источников..... | 90 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Результаты проектирования профиля ствола скважины..... | 95 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Результаты проектирования КНБК..... | 97 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Геолого-технический наряд | 104 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 984 – 3600 м | 104 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Потребное количество химических реагентов | 105 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Гидравлическая программа промывки скважины | 108 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (справочное) Патентная документация | 110 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ И (обязательное) Классификация бесклиновой ЗБС из необсаженных скважин | 112 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ К (обязательное) Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора..... | 113 |

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефтегазовая отрасль всё более переориентируется в сторону добычи трудноизвлекаемых запасов. Ввиду этого требуется строительство скважин со сложным профилем, реализующих комплекс технологических решений, обеспечивающие поддержку добычи углеводородов на требуемом уровне.

Процесс бурения скважин, безотносительно к их назначению, практически невыполним сегодня без применения технологий наклонно-направленного бурения, применения многочисленных методов интенсификации притока и методов повышения нефтеотдачи.

Из этого всего вытекают повышенные требования к процессу проектирования, как к одному из наиболее важных этапов, во многом определяющим успешность дальнейших работ по строительству и эксплуатации скважин. Процесс проектирования должен не только учитывать многообразие существующих в отрасли технологических решений, но и опираться на факторы экономической целесообразности. А следовательно, и вопросы, рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения», не теряет своей актуальности.

Определения, обозначения, сокращения

- ГНО – глубинное насосное оборудование;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ОП – оборудование противовыбросовое;
- СВП – система верхнего привода;
- РУС – роторно-управляемая система;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- НТФ – нитрилотриметилфосфовая кислота;
- БДЕ – блок дополнительных емкостей;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- МСГРП – муфта ступенчатого гидравлического разрыва пласта;
- ЗБС – зарезка бокового ствола;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- НПВ – непроизводительное время;
- ЦКОДУ – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ЦПЦ – центратор пружинный цельный;
- ПРП-Ц – пробка продавочная цементируемая;
- ПХГМЦЗ – подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая защищенная;
- БКОК – башмак колонный с обратным клапаном;
- БКМ.ВР.ОК – башмак колонный металлический вращающийся с обратным клапаном.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважин

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Элементы залегания пластов на подошве | | Коэффициент каверности |
|----------------------|----------|---------------------------------|-------------------|---------------------------------------|--------|------------------------|
| От (верх) | До (низ) | Название свиты | Индекс | Угол | Азимут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 0 | 30 | Четвертичные отложения | Q | 0 | - | 1,2 |
| 30 | 170 | Некрасовская | Р ₃ nK | 0 | - | 1,2 |
| 170 | 260 | Чеганская | Р ₃ cg | 0-5 | - | 1,2 |
| 260 | 430 | Люлинворская | Р ₂ II | 0-5 | - | 1,2 |
| 430 | 450 | Талицкая | Р ₁ ZI | 0-5 | - | 1,2 |
| 450 | 630 | Ганькинская | К ₂ gn | 0-5 | - | 1,2 |
| 630 | 870 | Славогородская | К ₂ sl | 0-5 | - | 1,1 |
| 870 | 930 | Ипатовская | К ₂ ip | 0-5 | - | 1,1 |
| 930 | 2080 | Покурская | К ₁ pr | 0-5 | - | 1,0 |
| 2080 | 2140 | Алымская | К ₁ al | 0-5 | - | 1,0 |
| 2140 | 2780 | Вартовская | К ₁ vt | 0-5 | - | 1,0 |
| 2780 | 2850 | Тарская | К ₁ tr | 0-5 | - | 1,0 |
| 2850 | 3100 | Куломзинская | К ₁ kl | 0-5 | - | 1,0 |
| 3100 | 3290 | Наунакская | J ₁ vg | 0-5 | - | 1,0 |

Таблица 2 – Физико-механические свойства горных пород

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см ³ | Пористость, % | Проницаемость, дарси | Глинистость, % | Карбонатность, % | Предел текучести, кгс/мм ² | Твердость, кгс/мм ² | Коэффициент пластичности | Абразивность | Категория породы по промышленной классификации | |
|---|-------------|----------|--------------------------------|------------------------------|---------------|----------------------|----------------|------------------|---------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------|--|------|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | |
| Q – P ₁ | 0 | 450 | Глины | 2,1 | 11 | 0,001 | 90 | 2-3 | 18 | - | 1,1-4,5 | II | M | |
| | | | Супеси | 2,0 | 8 | - | 40 | 1 | - | - | - | 1,1-4,5 | | II |
| | | | Суглинки | 2,0 | 7 | - | 60 | 2 | - | - | - | 1,1-4,5 | | II |
| | | | Пески | 1,8 | 39 | 0,5 | 10 | 1-2 | 14 | - | - | 1,1-4,5 | | I-II |
| K ₂ – K ₁ | 450 | 930 | Глины | 2,2 | 10 | 0,001 | 90 | 1-2 | 15 | - | 1,1-4,5 | II | MC | |
| | | | Алевриты | 2,0 | 14 | 0,05 | 20 | 4 | 21-164 | 29-182 | 1,6-4,3 | I-IV | | |
| | | | Песчаники | 2,3 | 30 | 0,5 | 7 | 1-2 | 9-213 | 14-234 | 1,1-4,5 | III-VIII | | |
| | | | Пески | 1,9 | 33 | 0,5 | 10 | 1-2 | 12 | - | 1,1-4,5 | I-II | | |
| K ₁ | 930 | 3100 | Глины | 2,2 | 10 | 0,001 | 90 | 1-2 | 15 | - | 1,1-4,5 | II | MC, C | |
| | | | Алевриты | 2,0 | 15 | 0,05 | 20 | 4 | 21-164 | 29-182 | 1,6-4,3 | I-IV | | |
| | | | Аргиллиты | 2,6 | 10 | 0,001 | 100 | 1-3 | 30-182 | 44-210 | 1,8-4,2 | I-III | | |
| | | | Песчаники | 2,3 | 31 | 0,5 | 7 | 1-2 | 9-213 | 14-234 | 1,1-4,5 | III-VIII | | |
| | | | Пески | 1,9 | 35 | 0,6 | 10 | 1-2 | 12 | - | 1,1-4,5 | I-II | | |
| J ₁ | 3100 | 3290 | Аргиллиты | 2,6 | 10 | 0,001 | 100 | 1-3 | 30-182 | 44-210 | 1,8-4,2 | I-III | C | |
| | | | Алевриты | 2,1 | 15 | 0,05 | 20 | 3-5 | 21-164 | 29-182 | 1,6-4,3 | I-IV | | |
| | | | Песчаники | 2,3 | 25 | 0,3 | 7-10 | 1-2 | 9-213 | 14-234 | 1,1-4,5 | III-VIII | | |

Таблица 3 – Давление и температура по разрезу скважины

| Индекс стратиграфи- ческого подразделе- ния | Интервал, м | | Градиент | | | Темпера- тура в конце интервала , град. °С |
|---|--------------|-------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|
| | от (верх) | до (низ) | пластового давления | гидроразрыва пород | горного давления | |
| | | | величина кгс/см ² на м | величина кгс/см ² на м | величина кгс/см ² на м | |
| Q – Р ₃ | 0 | 260 | 0,100 | 0,195 | 0,245 | 14 |
| Р ₃ – Р ₁ | 260 | 450 | 0,100 | 0,215 | 0,245 | 18 |
| К ₂ | 450 | 930 | 0,100 | 0,185 | 0,25 | 42 |
| К ₁ | 930 | 2080 | 0,100 | 0,180 | 0,25 | 77 |
| К ₁ | 2080 | 2780 | 0,100 | 0,175 | 0,255 | 92 |
| К ₁ | 2780 | 3100 | 0,100 | 0,175 | 0,255 | 101 |
| Ј ₁ | 3100 | 3290 | 0,105 | 0,165 | 0,255 | 113 |

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 4 – Нефтеносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность, г/см ³ | Подвижность, дарси на сантипуаз | Содержание серы, % парафина, % | Давление насыщения, МПа | Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, °С | Газовый фактор, м ³ /м ³ | Динамический уровень на конец эксплуатации, м | Дебит, т/сут |
|---|-------------|----------|----------------|------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------------|---|--|---|--------------|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| J ₁ | 3200 | 3240 | поров. | 0,840 | 0,003 | 0,2/2,7 | 28,5 | 38-47 | 90 | 1250 | 120 |

Таблица 5 – Водоносность

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность, г/см ³ | Дебит, м ³ /сут. | Пластовое давление, кгс/см ² | Минерализация, г/л | Тип воды по Сулину СФН-сульфатнатр., ГКН-гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро-кальциев. | Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет) |
|---|-------------|----------|----------------|------------------------------|-----------------------------|---|--------------------|--|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Четвертично-палеогеновый комплекс | 0 | 320 | поров. | 1,007 | 100-150 | 0-32 | 0,1-0,2 | ГКН | да |
| Меловой комплекс | 870 | 930 | поров. | 1,01 | до 50 | 85-90 | 17,2 | ГКН-ХК | нет |
| Юрский комплекс | 3100 | 3200 | порово-трещин. | 1,011 | до 10 | 295-315 | 22 | ХК | нет |

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 6 – Зоны возможных осложнений

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип осложнения |
|---|-------------|------|---|
| | От | До | |
| Q – К ₂ | 0 | 860 | Возможны осыпи и обвалы Поглощения бурового раствора (тах интенсивность – 1-2 м ³ /час) Возможны проявления (вода) Прихватоопасная зона |
| К ₂ – J ₁ | 860 | 3170 | Возможны проявления (вода) Поглощения бурового раствора (тах интенсивность – 3-4 м ³ /час) Осыпи Обвалы Прихватоопасная зона |
| J ₁ | 3170 | 3290 | Возможны проявления (нефть) Обвалы Прихватоопасная зона |

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю:

Угол входа в пласт не менее 87° . Максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 65° , зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,75 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 650 метров.

Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в приложении А в таблице А.1. Проектный профиль ствола скважины представлен на рисунке А.1.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

Согласно техническому заданию на проектирование, проектируется зацементированный хвостовик с муфтами ГРП.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2 представлен график совмещенных давлений.

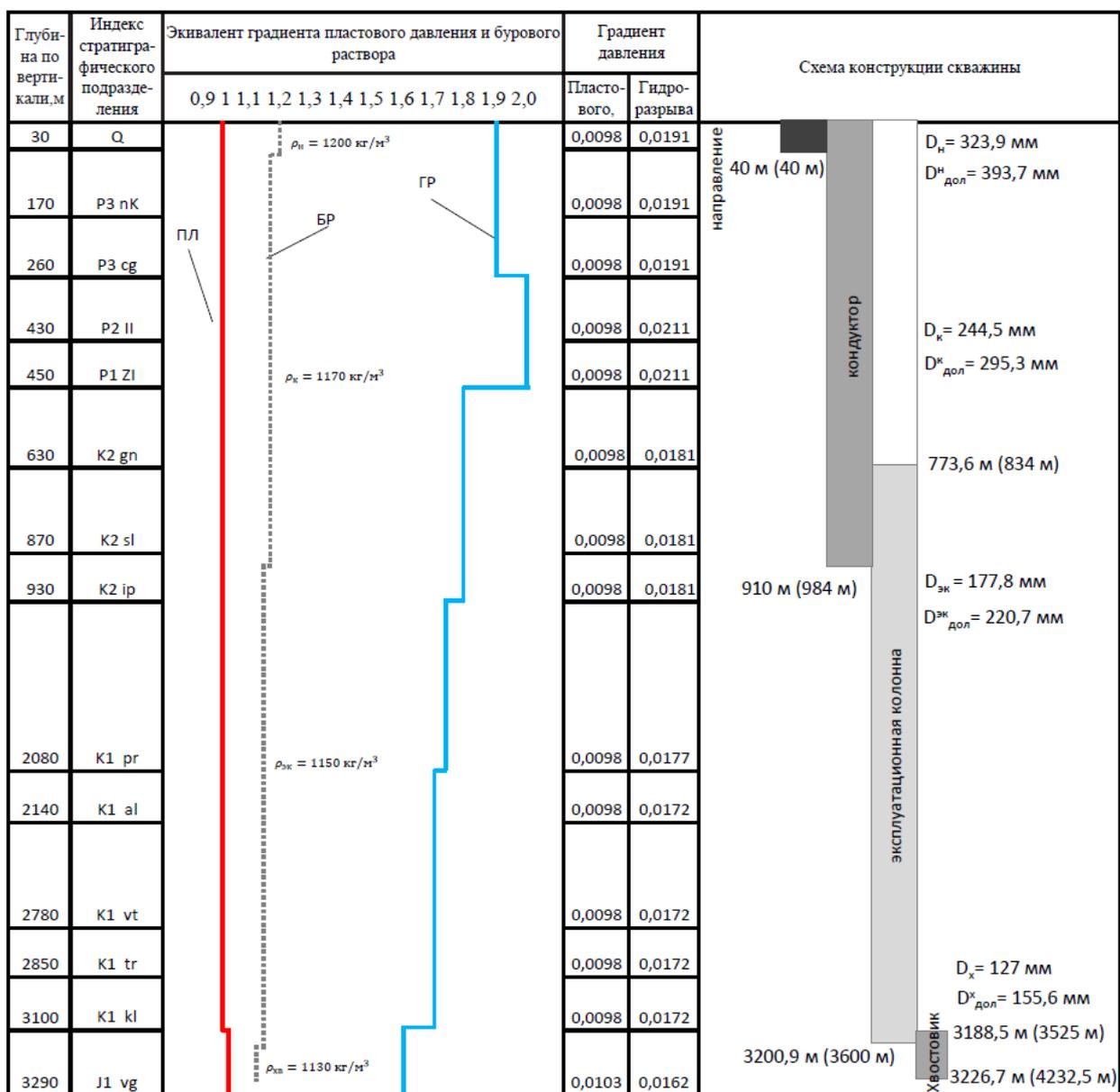


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в данном разрезе четвертичные отложения составляют 30 метров, то будем считать глубину спуска направления равной 40 м (40 м по стволу).

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Результаты расчетов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов глубины спуска кондуктора

| | |
|---|----------------|
| Имя объекта | J ₁ |
| Глубина кровли продуктивного пласта L _{кр} , м | 3200 |
| Градиент пластового давления Г _{пл} , атм/м | 0,105 |
| Градиент давления гидроразрыва Г _{грп} , атм/м | 0,185 |
| Плотность нефти ρ _н , кг/м ³ | 840 |
| Расчетные значения | |
| Пластовое давление Р _{пл} , атм | 336 |
| Минимальная глубина спуска кондуктора L _{конд min} , м | 758 |
| Коэффициент запаса | 1,08 |
| Принимаемая глубина | 758 |

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 758 м. С учетом возможных осложнений в интервале 0 – 860 м кондуктор целесообразней спустить до глубины 910 м (984 м по стволу).

Эксплуатационную колонну спускают до глубины 3200,9 м (3600 м по стволу), так как в горизонтальной скважине рекомендуется спускать на 10–20 метров ниже кровли пласта по стволу, для обеспечения качественного крепления в зоне продуктивного пласта.

Хвостовик с выходом в горизонт спускается до проектного забоя – 3226,7 м (4232,5 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление цементируется на всю длину – 40 м;
2. Кондуктор цементируется на всю длину – 910 м (984 м по стволу);

3. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования ЭК: 773,6 – 3200,9 м (834 – 3600 м по стволу).

4. Хвостовик цементируется с учётом перекрытия башмака эксплуатационной колонны на 75 м. Интервал цементирования хвостовика: 3188,5 – 3226,7 м (3525 – 4232,5 м по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В таблице 8 представлены результаты расчетов диаметров скважин и обсадных колонн.

Таблица 8 – Результаты расчетов диаметров скважин и обсадных колонн

| Обсадная колонна | Диаметр долота, мм | Диаметр обсадной колонны, мм |
|------------------|--------------------|------------------------------|
| Направление | 393,7 | 323,9 |
| Кондуктор | 295,3 | 244,5 |
| Эксплуатационная | 220,7 | 177,8 |
| Хвостовик | 155,6 | 127,0 |

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В таблице 9 представлен результат давления опрессовки колонн по нефтяному пласту.

Таблица 9 – Результат расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

| | | |
|--|--------------|--------|
| Давления опрессовки колонны, МПа | $P_{оп}$ | 28,35 |
| Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%) | k | 1,10 |
| Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа | $P_{гнвп}$ | 25,77 |
| Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа | $P_{му}$ | 6,59 |
| Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа | $P_{му}$ | 23,43 |
| Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа | $P_{пл}$ | 32,96 |
| Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м | $gradP_{пл}$ | 0,0103 |
| Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³ | ρ_n | 840 |
| Ускорение свободного падения | g | 9,81 |
| Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м | $H_{кр}$ | 3200 |
| Давление насыщения попутного газа, МПа | $P_{нас}$ | 28,5 |
| Основание натурального логарифма | e | 2,70 |

Продолжение таблицы 9

| | | |
|--|----------------|---------|
| Степень основания натурального логарифма | s | 0,20 |
| Относительная плотность газа по воздуху | $\gamma_{отн}$ | 0,74 |
| Высота столба газа при закрытом устье, м | h | 2658,76 |

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки для газовой скважины будет выше, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное: $P_{оп} = 28,35$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-178x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается способ бурения с использованием СВП, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается совмещенный способ бурения, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Для бурения интервала под хвостовик проектируется применение СВП совместно с РУС для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны и точной проводки ствола скважины по продуктивному пласту. В таблице 10 представлены способы бурения для каждого интервала.

Таблица 10 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м | | Способ бурения |
|----------------------------------|--------|-------------------------|
| от | до | |
| 0 | 40 | СВП |
| 40 | 910 | Совмещенный (СВП + ВЗД) |
| 910 | 3200,9 | Совмещенный (СВП + ВЗД) |
| 3200,9 | 3226,7 | Совмещенный (СВП + РУС) |

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

| Интервал, м | | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
|--------------------------|---------------|------------------|--------------------|---------------------|-------------------------------|
| Шифр долота | | 393,7 GRDP115 | БИТ 295,3 B516Y | БИТ 220,7 BT613Y | TD-155,6 SPD 513- T1. 3 |
| Тип долота | | Шарошечное | PDC | PDC | PDC |
| Диаметр долота, мм | | 393,7 | 295,3 | 220,7 | 155,6 |
| Тип горных пород | | М | М+МС | МС+С | С |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | 3-177 | 3-152 | 3-117 | 3-88 |
| | API | 7 5/8 | 6 5/8 | 4 1/2 | 3 1/2 |
| Длина, м | | 0,6 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Масса, кг | | 174 | 80 | 41 | 20 |
| G, тс | Рекомендуемая | 2-27 | 2-10 | 2-10 | 2-10 |
| | Максимальная | 27 | 10 | 10 | 10 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 40-280 | 60-400 | 60-400 | 60-300 |
| | Максимальная | 280 | 400 | 400 | 300 |

2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервала под направление, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

| Интервал, м | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 | |
|--------------------------|--------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------|
| Шифр калибратора | КЛС 390,5 | КП-294 СТ | КП-220 СТК | КП-155 СТК | |
| Тип калибратора | Со спиральными лопастями | С прямыми лопастями | С прямыми лопастями | С прямыми лопастями | |
| Диаметр калибратора, мм | 390,5 | 294 | 220 | 155 | |
| Тип горных пород | М | М+МС | МС+С | С | |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | М177/М177 | Н171/М171 | Н117/М117 | Н88/М88 |
| | API | - | - | - | - |
| Длина, м | 0,75 | 0,5 | 0,3 | 0,4 | |
| Масса, кг | 220 | 103 | 44 | 35 | |

2.3.4 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. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

| Интервал, м | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
|---------------------------|-------|--------|------------|---------------|
| Исходные данные | | | | |
| Порода | М | М+МС | МС+С | С |
| D_d , см | 39,37 | 29,53 | 22,07 | 15,56 |
| $G_{пред}$, тс | 27 | 10 | 10 | 12 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $G_{доп}$, тс | 21,6 | 8 | 8 | 9,6 |
| $G_{проект}$, тс | 8 | 8 | 8 | 7 |

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$ – спроектированная нагрузка на долото, т.

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов частоты вращения долота

| Интервал, м | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
|-----------------|------|--------|------------|---------------|
| Исходные данные | | | | |
| V_l , м/с | 3,4 | 2 | 2 | 1,5 |
| Порода | М | М+МС | МС+С | С |

Продолжение таблицы 14

| Интервал, м | | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
|------------------------------|----|--------|---------|------------|---------------|
| D _д | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2207 | 0,1556 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 220,7 | 155,6 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| n ₁ , об/мин | | 165 | 129 | 173 | 184 |
| n _{стат} , об/мин | | 40-60 | 100-180 | 140-200 | 120-220 |
| n _{проект} , об/мин | | 60 | 130 | 170 | 180 |

где $V_{д}$ – линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – расчётное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$ – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расход бурового раствора

| Интервал, м | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
|--|--------|--------|------------|---------------|
| Исходные данные | | | | |
| D _д , м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2207 | 0,1556 |
| K, м ³ /с | 0,65 | 0,6 | 0,55 | 0,5 |
| K _к | 1,2 | 1,2 | 1 | 1 |
| V _{кр} , м/с | 0,15 | 0,14 | 0,13 | 0,12 |
| V _м , м/ч | 40 | 35 | 25 | 20 |
| d _{бт} , м | 0,127 | 0,127 | 0,127 | 0,089 |
| d _{нмах} , м | 0,0143 | 0,0111 | 0,008 | 0,005 |
| n | 4 | 5 | 8 | 8 |
| V _{кпмин} , м/с | 0,5 | 0,5 | 1 | 1 |
| $\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| ρ_p , г/см ³ | 1,2 | 1,17 | 1,15 | 1,14 |
| ρ_n , г/см ³ | 2 | 2,1 | 2,2 | 2,3 |

Продолжение таблицы 15

| | | | | |
|---|-------|--------|------------|---------------|
| Интервал, м | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
| $S_{\text{заб}}, \text{м}^2$ | 0,12 | 0,07 | 0,04 | 0,02 |
| $S_{\text{max}}, \text{м}^2$ | 0,11 | 0,06 | 0,03 | 0,01 |
| $D_c, \text{м}$ | 0,69 | 0,60 | 0,47 | 0,39 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $Q_1, \text{л/с}$ | 79 | 41 | 21 | 10 |
| $Q_2, \text{л/с}$ | 70 | 39 | 17 | 8 |
| $Q_3, \text{л/с}$ | 55 | 28 | 26 | 13 |
| $Q_4, \text{л/с}$ | 34 | 33 | 38 | 24 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | | |
| $\Delta Q, \text{л/с}$ | 34-79 | 28-41 | 17-38 | 8-24 |
| Запроектированные значения расхода БР | | | | |
| $Q_{\text{проект}}, \text{л/с}$ | 65 | 41 | 36 | 16 |

где K_k – коэффициент кавернозности;

V_m – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{\text{бт}}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{\text{нmax}}$ – диаметр насадок долота, м;

n – число насадок на долоте;

$V_{\text{кпмин}}$ – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;

ρ_p – расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

ρ_n – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя скважины, м²;

S_{max} – максимальная площадь затрубного пространства, м²;

D_c – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;

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

Q_2 – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с.

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал, м | | 0-40 | 40-910 | 910-3200,9 | 3200,9-3226,7 |
|---------------------------|----|--------|--------|------------|---------------|
| Исходные данные | | | | | |
| D _д | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2207 | 0,1556 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 220,7 | 155,6 |
| G _{ос} , кН | | 78 | 78 | 78 | 69 |
| Q, Н*м/кН | | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| D _{зд} , мм | | - | 236 | 177 | 124 |
| M _р , Н*м | | - | 3046 | 2307 | 1463 |
| M _о , Н*м | | - | 148 | 110 | 78 |
| M _{уд} , Н*м/кН | | - | 37 | 28 | 20 |

где G_{ос} – осевая нагрузка, т;

Q – расчётный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН;

D_{зд} – диаметр забойного двигателя, мм;

M_р – момент силы, необходимый для вращения нагруженного долота, Н·м;

M_{уд} – удельный момент долота, Н·м/кН.

Для интервала бурения под кондуктор (40-910 м) и эксплуатационную колонну (910-3200,9 м) выбираются винтовые забойные двигатели ДГР1-240.7/8.55 и ДГР1-178.5/6.61 соответственно, которые позволяют бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяют при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения горизонтального участка под хвостовик выбирается РУС Power Drive 475 X6, который позволяет повысить скорость бурения и качество горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны, а также сократить риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины. Технические характеристики

запроектированных ВЗД и РУС представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных гидравлических забойных двигателей и РУС

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|------------------------|-----------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДГР1-240.7/8.55 | 40-910 | 240 | 10,225 | 2703 | 30-75 | 62-155 | 39 | 114-430 |
| ДГР1-178.5/6.61 | 910-3200, 9 | 178 | 8,629 | 1123 | 19-38 | 114-228 | 11,5 | 77-210 |
| РУС Power Drive 475 X6 | 3200, 9-4232, 5 | 120,7 | 4,16 | 1036 | 6,3-24 | 220 | 20 | - |

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Запроектированные КНБК приведены в приложении Б в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, Б.4.

Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате представлены в приложении Б в таблице Б.5.

Геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием представлен в приложении В. В приложении Г представлено графическое изображение КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При выборе типа промывочной жидкости необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

– достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;

– ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Направление

Для бурения интервала под направление используем бентонитовый буровой раствор, так как данный разрез представлен глинами, слабосцементированными песками и песчаниками. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку, что предотвратит возможные осложнения в виде осыпей и обвалов. Также при бурении направления возможны осложнения в виде поглощения бурового раствора, поэтому целесообразно включить в состав бентонитового раствора полимерный понизитель фильтрации. Компонентный состав бентонитового бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 18. Технологические свойства, которые обеспечивает бентонитовый раствор, приведены в таблице 19.

Таблица 18 – Компонентный состав бентонитового раствора

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|-----------------------|--|---|---------------------------------|
| Регулятор pH | Каустическая сода (NaOH) | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 1 |
| Структурообразователь | M-I GEL Бентонит | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 70 |
| Регулятор жесткости | SODA ASH Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) | Связывание ионов кальция и магния | 1 |

Продолжение таблицы 18

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|----------------------------------|--|---|---------------------------------|
| Понижитель вязкости и фильтрации | TANNATHIN Молотый лигнит | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 1 |
| Утяжелитель | M-I WATE Барит (BaSO ₄) | Регулирование плотности | 178,8 |

Таблица 19 – Технологические свойства бентонитового раствора

| Регламентируемые свойства | Значение |
|-------------------------------------|-----------|
| Плотность, г/см ³ | 1,2 |
| Условная вязкость, с | 50 и выше |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 12 |
| Содержание песка, % | < 2 |

Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор целесообразно использовать полимер-глинистый буровой раствор, так как разрез состоит из слабосцементированных песчаных горных пород. Данный раствор обладает высокой ингибирующей способностью, что предотвратит осложнения в виде осыпей и обвалов стенок скважины. Также данный буровой раствор характеризуется высокой гидрофильностью и способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Помимо этого, можно для создания полимер-глинистого бурового раствора использовать бентонитовый, применяемый для бурения интервала под кондуктор, что снизит затраты. Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 20. Технологические свойства, которые обеспечивает полимер-глинистый раствор, приведены в таблице 21.

Таблица 20 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|--------------|--------------------------|---|---------------------------------|
| Регулятор pH | Каустическая сода (NaOH) | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 0,5 |

Продолжение таблицы 20

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|--|---|--|---------------------------------|
| Регулятор жесткости | SODA ASH Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) | Связывание ионов кальция и магния | 1 |
| Структурообразователь | M-I GEL Бентонит | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 35 |
| Высоковязкий понижитель фильтрации | POLYPAC R Полианионная целлюлоза | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств | 0,4 |
| Понижитель вязкости | TANNATHIN Молотый лигнит | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твёрдой фазы | 1 |
| Низковязкий понижитель фильтрации | M-I PAC UL Низковязкий полимер ПАЦ технического сорта | Регулятор фильтрации | 5 |
| Смазочная добавка | M-I LUBE | Снижение коэффициента трения в скважине | 4 |
| Утяжелитель | M-I WATE Барит (BaSO ₄) | Регулирование плотности | 190,7 |

Таблица 21 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

| Регламентируемые свойства | Значение |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см ³ | 1,17 |
| Условная вязкость, с | 20-35 |
| Пластическая вязкость, сПз | 10-18 |
| ДНС, дПа | 40-80 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-30/20-60 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | 6-10 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 1,5 |

Эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну возможными осложнениями могут являться: проявления (вода, нефть), поглощения, осыпи и обвалы, а также прихваты. Следовательно, целесообразно для данного интервала использовать биополимерный буровой раствор. Данный раствор формирует

малопроницаемую фильтрационную корку, что делает устойчивыми стенки скважины и предотвращает проникновение фильтрата в породу, а следовательно, набухание глин, имеющих в данном разрезе скважины. Реологические свойства биополимерного раствора позволяют полностью выносить выбуренную породу из ствола скважины. Компонентный состав биополимерного бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 22. Технологические свойства, которые обеспечивает биополимерный раствор, приведены в таблице 23.

Таблица 22 – Компонентный состав KCl/полимерного (биополимерного) раствора

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|---|--|--|---------------------------------|
| Регулятор щелочности (Ph) | Каустическая сода (NaOH) | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 0,5 |
| Регулятор жесткости | SODA ASH Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) | Связывание ионов кальция и магния | 1 |
| Структурообразователь | DUO-VIS Ксантановая смола | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 3,5 |
| Понизитель фильтрации | MY-LO-JEL Предварительно клейстеризованный крахмал | Регулятор фильтрации | 17 |
| Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта | Хлорид калия (KCl) | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 80 |
| Кислоторастворимый кольматант (разного фракционного состава) | SAFE-CARB Молотый мрамор (карбонат кальция) | Регулирование плотности, кольматация каналов | 118,8 |
| Бактерициды | Биоцидол | Защита от микробиологической деструкции | 0,5 |
| Пеногасители | BUBBLE BUSTER | Предотвращение пенообразования | 0,5 |

Таблица 23 – Технологические свойства КСІ/полимерного (биополимерного) раствора

| Регламентируемые свойства | Значение |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см ³ | 1,15 |
| Условная вязкость, с | 40-50 |
| Пластическая вязкость, сПз | 10-15 |
| ДНС, дПа | 60-100 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 30-40/40-70 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 6 |
| рН | 8-10 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Хвостовик

При бурении интервала под хвостовик возможны такие же осложнения, как и при бурении интервала под эксплуатационную колонну, поэтому проектируется биополимерный буровой раствор. Также он является экономически эффективным, так как можно произвести перенос некоторого объема с интервала бурения под эксплуатационную колонну. Помимо этого, в данном растворе в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция, что сохраняет при правильном применении естественную проницаемость коллектора. Компонентный состав биополимерного бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 24. Технологические свойства, которые обеспечивает биополимерный раствор, приведены в таблице 25.

Таблица 24 – Компонентный состав КСІ/полимерного (биополимерного) раствора

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|---------------------------|--|--|---------------------------------|
| Регулятор щелочности (Ph) | Каустическая сода (NaOH) | Поддержание требуемого рН бурового раствора | 0,5 |
| Регулятор жесткости | SODA ASH Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃) | Связывание ионов кальция и магния | 1 |
| Структурообразователь | DUO-VIS Ксантановая смола | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 3,5 |

Продолжение таблицы 24

| Класс | Название | Назначение | Концентрация, кг/м ³ |
|---|---|---|---------------------------------|
| Понизитель фильтрации | MY-LO-JEL Предварительно клеястеризованный крахмал | Регулятор фильтрации | 17 |
| Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта | Хлорид калия (KCl) | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 80 |
| Кислоторастворимый кольматант (разного фракционного состава) | SAFE-CARB Молотый мрамор (карбонат кальция) | Регулирование плотности, кольматация каналов | 101,2 |
| Бактерициды | Биоцидол | Защита от микробиологической деструкции | 0,5 |
| Пеногасители | BUBBLE BUSTER | Предотвращение пенообразования | 0,5 |

Таблица 25 – Технологические свойства KCl/полимерного (биополимерного) раствора

| Регламентируемые свойства | Значение |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см ³ | 1,14 |
| Условная вязкость, с | 40-50 |
| Пластическая вязкость, сПз | 10-15 |
| ДНС, дПа | 60-100 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 30-40/40-70 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 6 |
| рН | 8-10 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблицах 26, 27, 28, 29.

Таблица 26 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под интервал направления

| Направление Интервал бурения, м | | Длина интервала, м | Диаметр долота под интервал, мм | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм | k _{каверн} | Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³ |
|--|----|--------------------------|---------------------------------------|---|---------------------|--|
| от | до | | | | | |
| 0 | 40 | 40 | 393,7 | - | 1,2 | 5,8 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил} | | | | | | 0,07 |

Продолжение таблицы 26

| | |
|--|------|
| Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$ | 3,5 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$ | 0,2 |
| Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$ | 50,8 |
| Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$ | 54,6 |
| Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$ | 54,6 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$ | 25,4 |

Таблица 27 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под интервал кондуктора

| Кондуктор Интервал бурения, м | | Длина интервала, м | Диаметр долота под интервал, мм | Внутренний \emptyset предыдущей обсадной колонны, мм | к каверн | Объем скважины $V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м ³ |
|---|-----|--------------------------|---------------------------------------|---|----------|--|
| от | до | | | | | |
| 40 | 984 | 944 | 295,3 | 306,9 | 1,2 | 80,5 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$ | | | | | | 1,6 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$ | | | | | | 48,3 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$ | | | | | | 3,9 |
| Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$ | | | | | | 125,5 |
| Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$ | | | | | | 179,3 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$ | | | | | | 25,4 |
| Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$ | | | | | | 216,2 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$ | | | | | | - |

Таблица 28 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под интервал эксплуатационной колонны

| Экспл. колонна Интервал бурения, м | | Длина интервала, м | Диаметр долота под интервал, мм | Внутренний \emptyset предыдущей обсадной колонны, мм | к каверн | Объем скважины $V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м ³ |
|---|------|--------------------------|---------------------------------------|---|----------|--|
| от | до | | | | | |
| 984 | 3600 | 2616 | 220,7 | 228,7 | 1 | 140,5 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$ | | | | | | 0,3 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$ | | | | | | 82,8 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$ | | | | | | 12,4 |
| Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$ | | | | | | 286 |
| Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$ | | | | | | 381,5 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$ | | | | | | - |
| Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$ | | | | | | 421,5 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$ | | | | | | 114,4 |

Таблица 29 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под интервал хвостовика

| Хвостовик Интервал бурения, м | | Длина интервала, м | Диаметр долота под интервал, мм | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм | k _{каверн} | Объем скважины V _{скв} в конце интервала, м ³ |
|---|--------|--------------------------|---------------------------------------|---|---------------------|--|
| от | до | | | | | |
| 3600 | 4232,5 | 632,5 | 155,6 | 159,4 | 1 | 83,9 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил} | | | | | | 0,6 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот} | | | | | | 10 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО} | | | | | | 9,7 |
| Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп} | | | | | | 172,7 |
| Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр} | | | | | | 193 |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев} | | | | | | 114,4 |
| Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр} | | | | | | 313,78 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев} | | | | | | - |

Результаты расчета необходимого количества химических реагентов представлены в виде сводной таблицы Д.1 в приложении Д по всем проектируемым интервалам.

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

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

Результаты расчетов представлены в приложении Е таблицах Е.1, Е.2, Е.3.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2, 3 и 4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика соответственно.

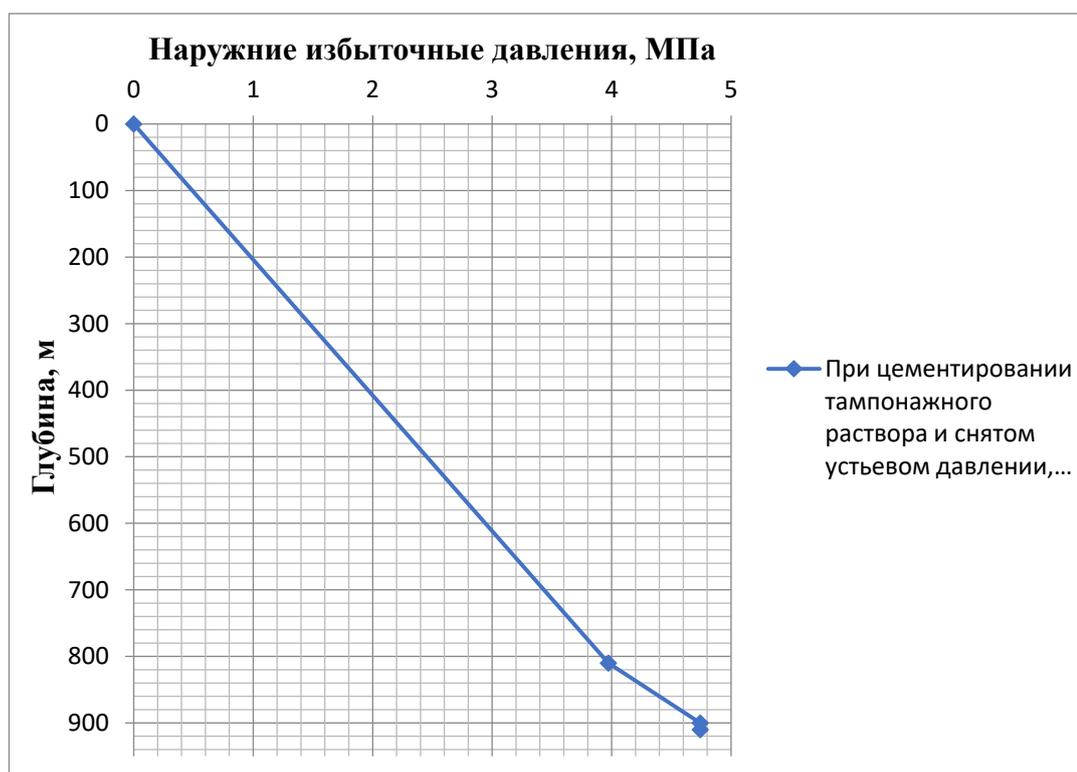


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

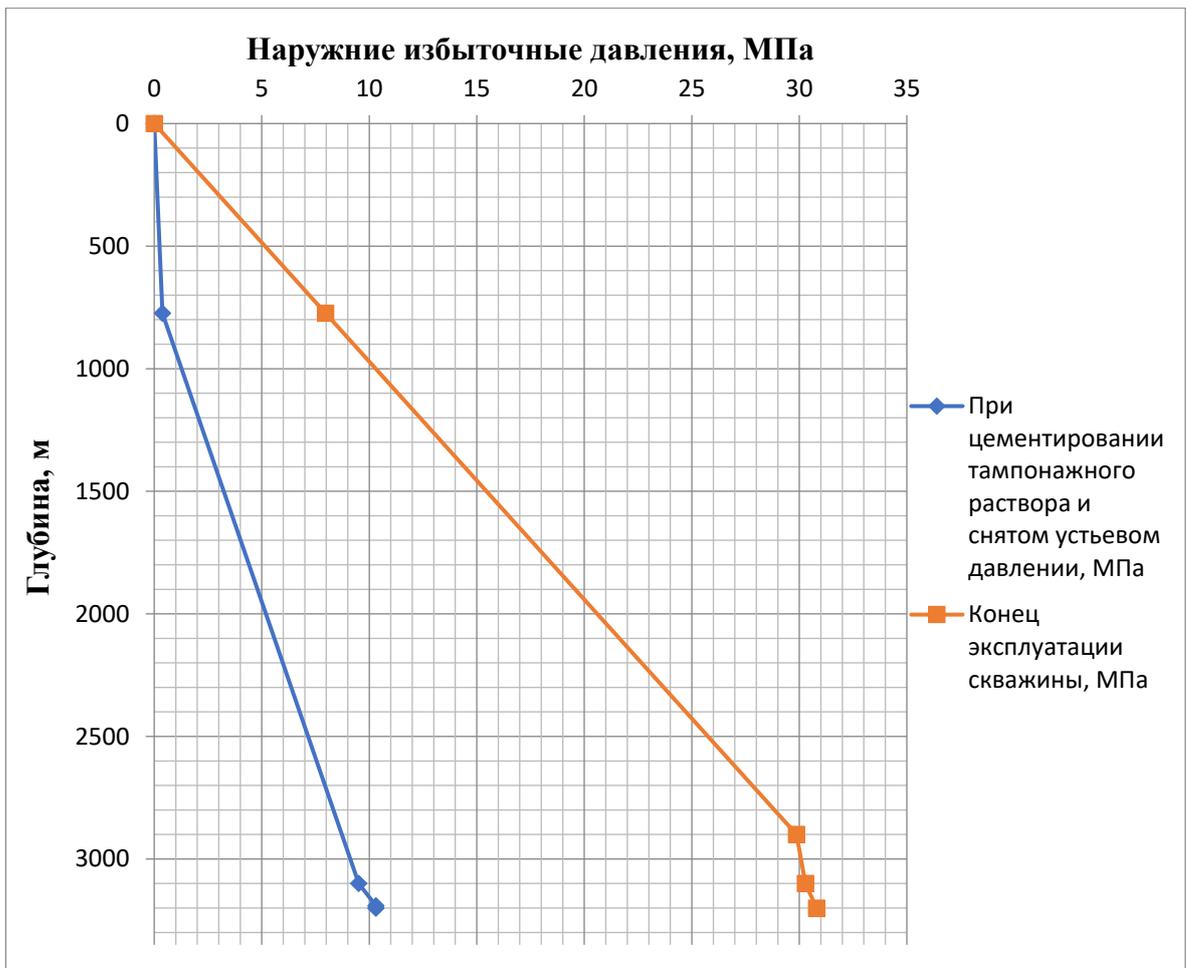


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

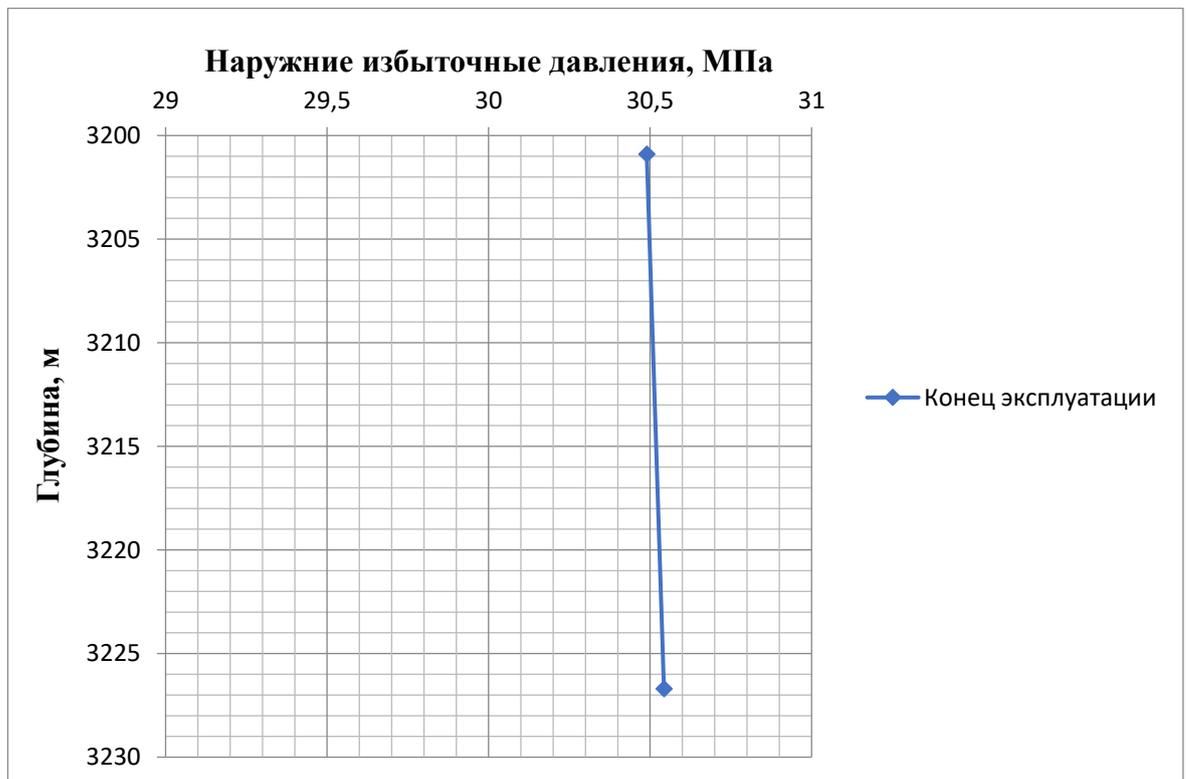


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 5, 6 и 7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика соответственно.



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

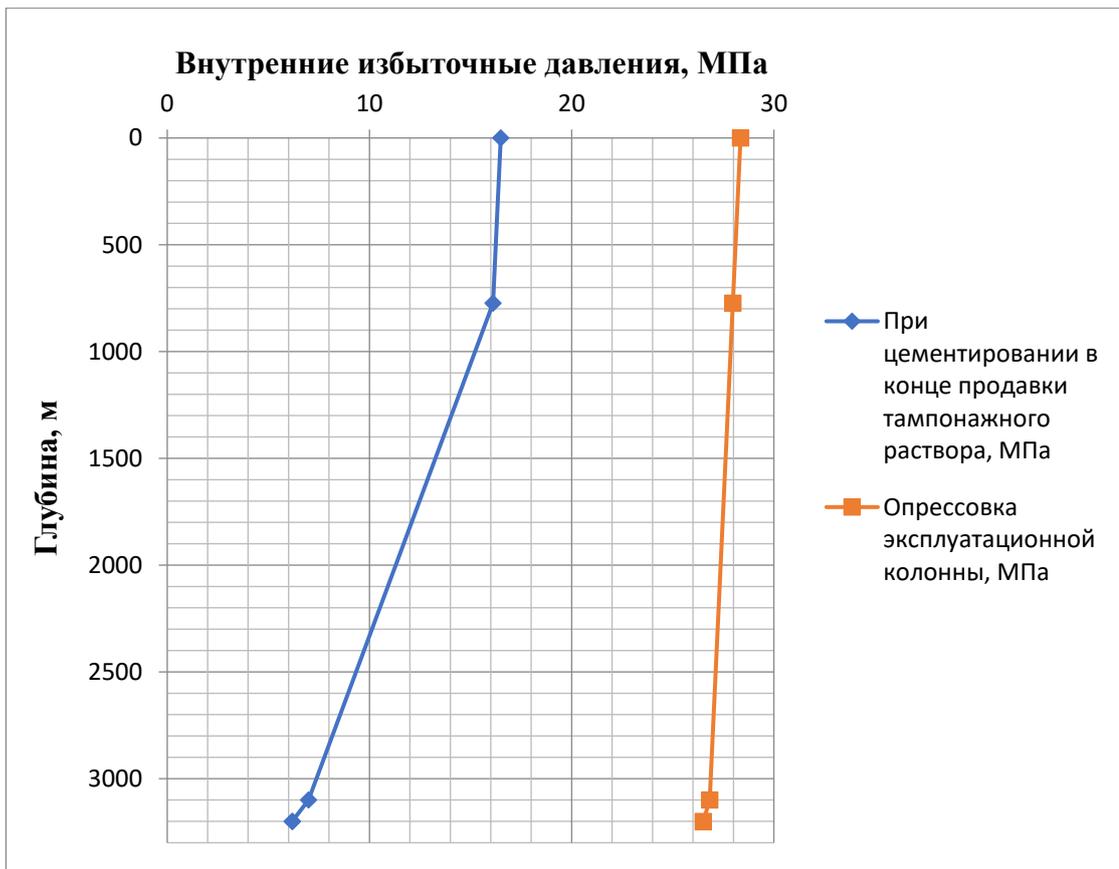


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

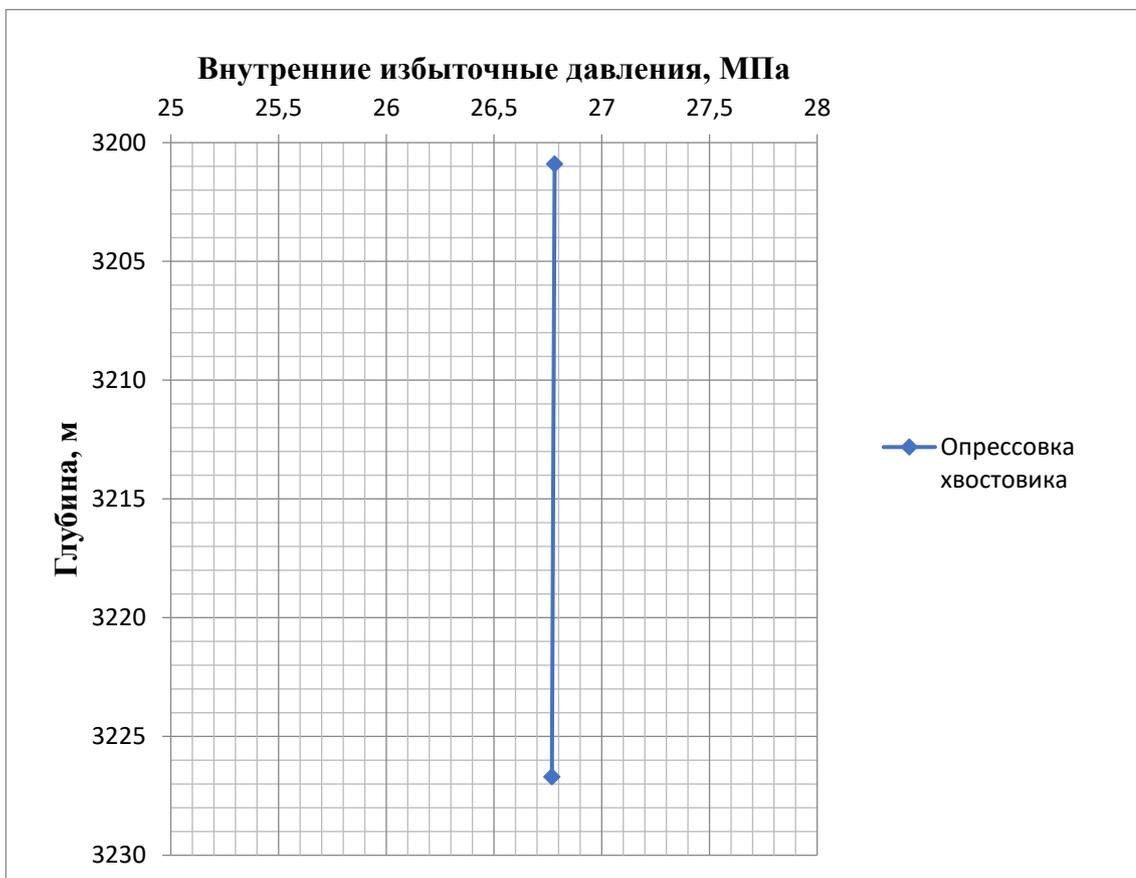


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Характеристика обсадных колонн

| № секции | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|--------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Направление | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 8,5 | 40 | 68,6 | 2743 | 2743 | 0-40 |
| Кондуктор | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 7,9 | 983,7 | 48,2 | 47378 | 47378 | 0-983,7 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Е | 10,4 | 67 | 43,7 | 2926 | 141002 | 3533-3600 |
| 2 | ОТТМ | Е | 9,2 | 3533 | 39,1 | 138075 | | 0-3533 |
| Хвостовик | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 10,7 | 707,5 | 31,2 | 22091 | 22091 | 3525-4232,5 |

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, Дусл | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м | | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------------|---------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| | | От (верх) по стволу | До (низ) по стволу | | |
| Хвостовик, 127 мм | БКМ.ВР.П.1.127 («Уралнефтемаш») | 4232,5 | 4232,5 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-127 («Уралнефтемаш») | 4231,5 | 4231,5 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-127/156 («НефтьКам») | 3529 | 3570 | 2 | 70 |
| | | 3570 | 3630 | 6 | |
| | | 3630 | 4227,5 | 60 | |
| | | 4227,5 | 4232,5 | 2 | |
| | ЦТ-127/156 («НефтьКам») | 3600 | 4232,5 | 35 | 35 |
| | ПРП-Ц-Н-127 («Уралнефтемаш») | 4231,5 | 4231,5 | 1 | 1 |
| ПРП-Ц-В-127 («Уралнефтемаш») | 4221,5 | 4221,5 | 1 | 1 | |

Продолжение таблицы 31

| 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 | | |
| | Подвеска ПХГМЦЗ. 127/178 («ЗЭРС») | 3525 | 3529 | 1 | 1 |
| Эксплуатационная, 178 мм | БКОК-178 («Уралнефтемаш») | 3600 | 3600 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-178 («Уралнефтемаш») | 3590 | 3590 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-178/221 («НефтьКам») | 0 | 944 | 19 | 116 |
| | | 944 | 1024 | 8 | |
| | | 1024 | 3583 | 85 | |
| | | 3583 | 3595 | 2 | |
| | 3595 | 3600 | 2 | | |
| | ЦТ-178/221 («НефтьКам») | 3573 | 3600 | 3 | 3 |
| ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш») | 3590 | 3590 | 1 | 1 | |
| ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш») | 3580 | 3580 | 1 | 1 | |
| Кондуктор, 245 мм | БКМ-245 («Уралнефтемаш») | 984 | 984 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-245 («Уралнефтемаш») | 974 | 974 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-245/294 («НефтьКам») | 0 | 80 | 8 | 40 |
| | | 80 | 980 | 30 | |
| | | 980 | 984 | 2 | |
| ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш») | 974 | 974 | 1 | 1 | |
| Направление, 324 мм | БКМ-324 («Уралнефтемаш») | 40 | 40 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-324 («Уралнефтемаш») | 30 | 30 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-324/394 («НефтьКам») | 0 | 35 | 2 | 4 |
| | | 35 | 40 | 2 | |
| ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш») | 30 | 30 | 1 | 1 | |

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементировании скважины

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для цементировании каждой колонны представлены в таблицах 32, 33, 34.

Таблица 32 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для кондуктора

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления, м ³ | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------------------|------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость | 9,8 | 1,96 | 1040 | 1,96 | МБП-СМ | 137,21 |
| | | 7,84 | | 7,84 | МБП-МВ | 117,61 |
| Продавочная жидкость | 41,191 | | 1000 | - | Тех.вода | - |
| Облегченный тампонажный раствор | 29,083 | | 1500 | 24,62 | ПЦТ-III-Об(4-6)-50 | 22 134 |
| | | | | | НТФ | 11,92 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 3,248 | | 1870 | 2,06 | ПЦТ-I-50 | 4 344 |
| | | | | | НТФ | 1,33 |

Таблица 33 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для эксплуатационной колонны

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления, м ³ | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------------------|------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость | 4,04 | 0,81 | 1050 | 0,81 | МБП-СМ | 56,5 |
| | | 3,23 | | 3,23 | МБП-МВ | 48,43 |
| Продавочная жидкость | 73,518 | | 1000 | - | Тех.вода | - |
| Облегченный тампонажный раствор | 34,768 | | 1400 | 29,53 | ПЦТ-III-Об(4-6)-100 | 22 789 |
| | | | | | НТФ | 14,25 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 3,245 | | 1820 | 2,04 | ПЦТ-II-150 | 4 196 |
| | | | | | НТФ | 1,33 |

Таблица 34 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для хвостовика

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления, м ³ | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------------------|------|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость | 1,9 | 0,38 | 1050 | 0,38 | МБП-СМ | 26,65 |
| | | 1,52 | | 1,52 | МБП-МВ | 22,84 |
| Продавочная жидкость | 19,647 | | 1000 | - | Тех.вода | - |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 4,690 | | 1820 | 2,95 | ПЦТ-II-150 | 6 063 |
| | | | | | НТФ | 1,92 |

На рисунках 8, 9, 10 представлены технологические схемы обвязки цементировочного оборудования для каждой колонны.

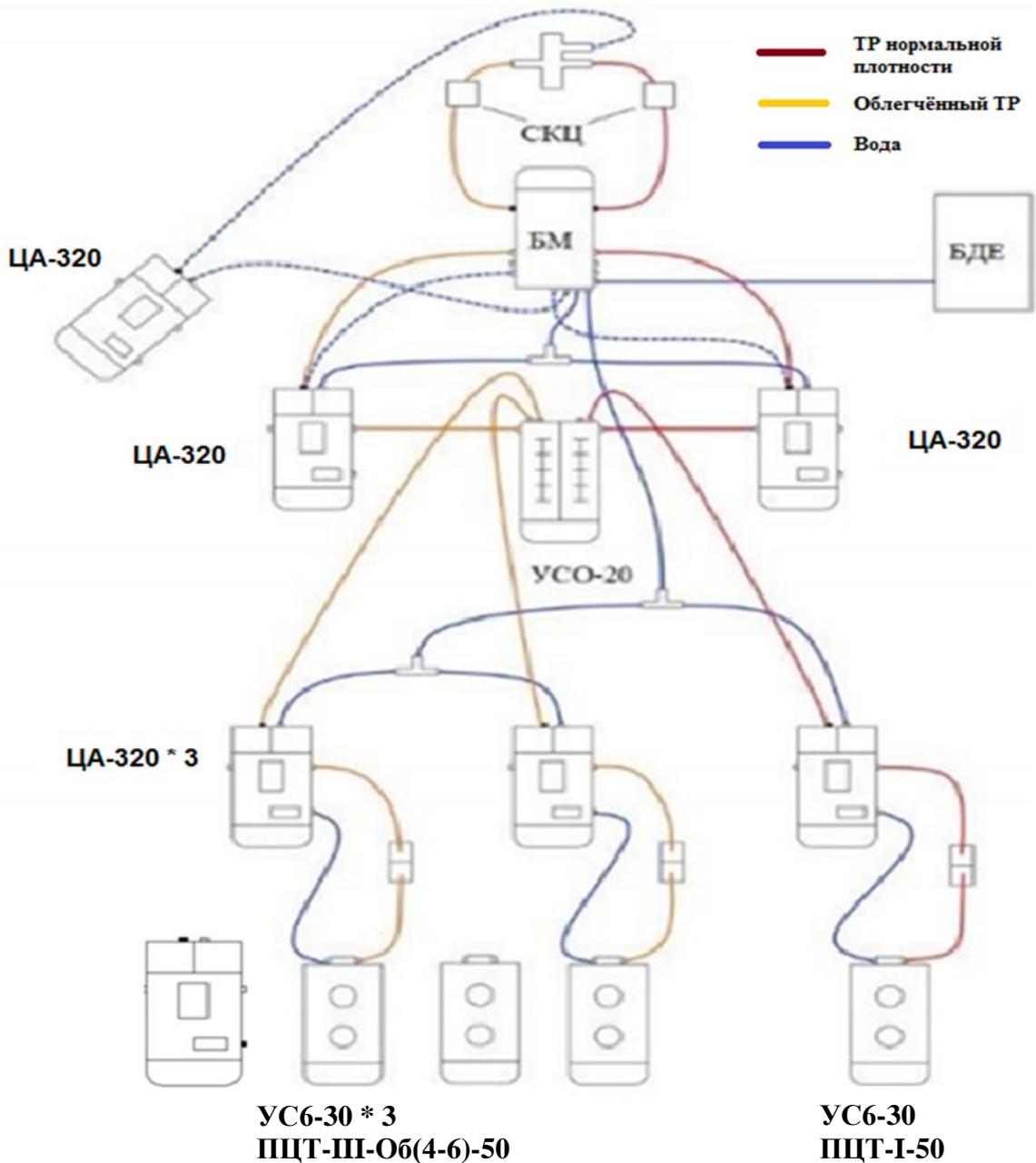


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для кондуктора

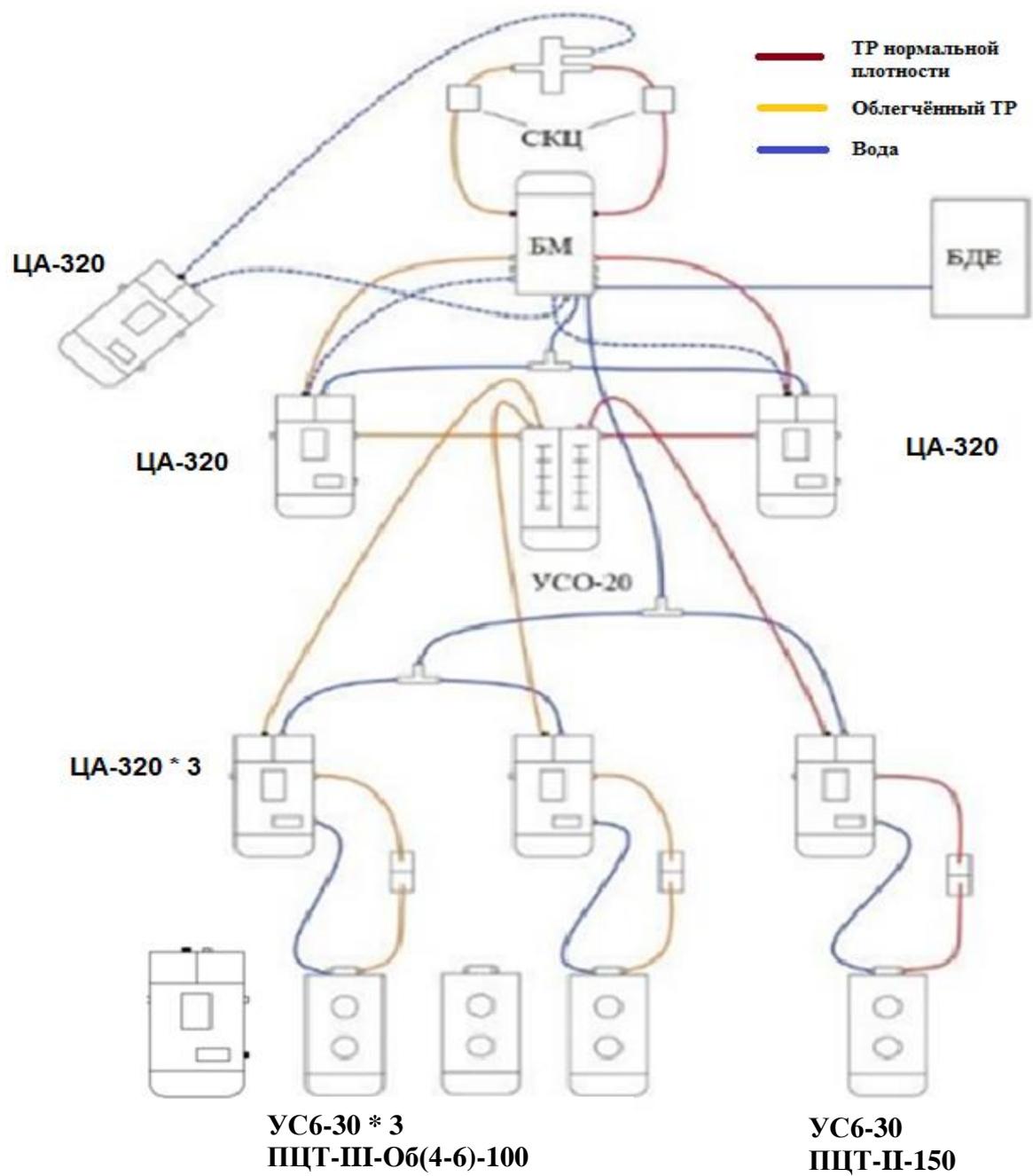


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для эксплуатационной колонны

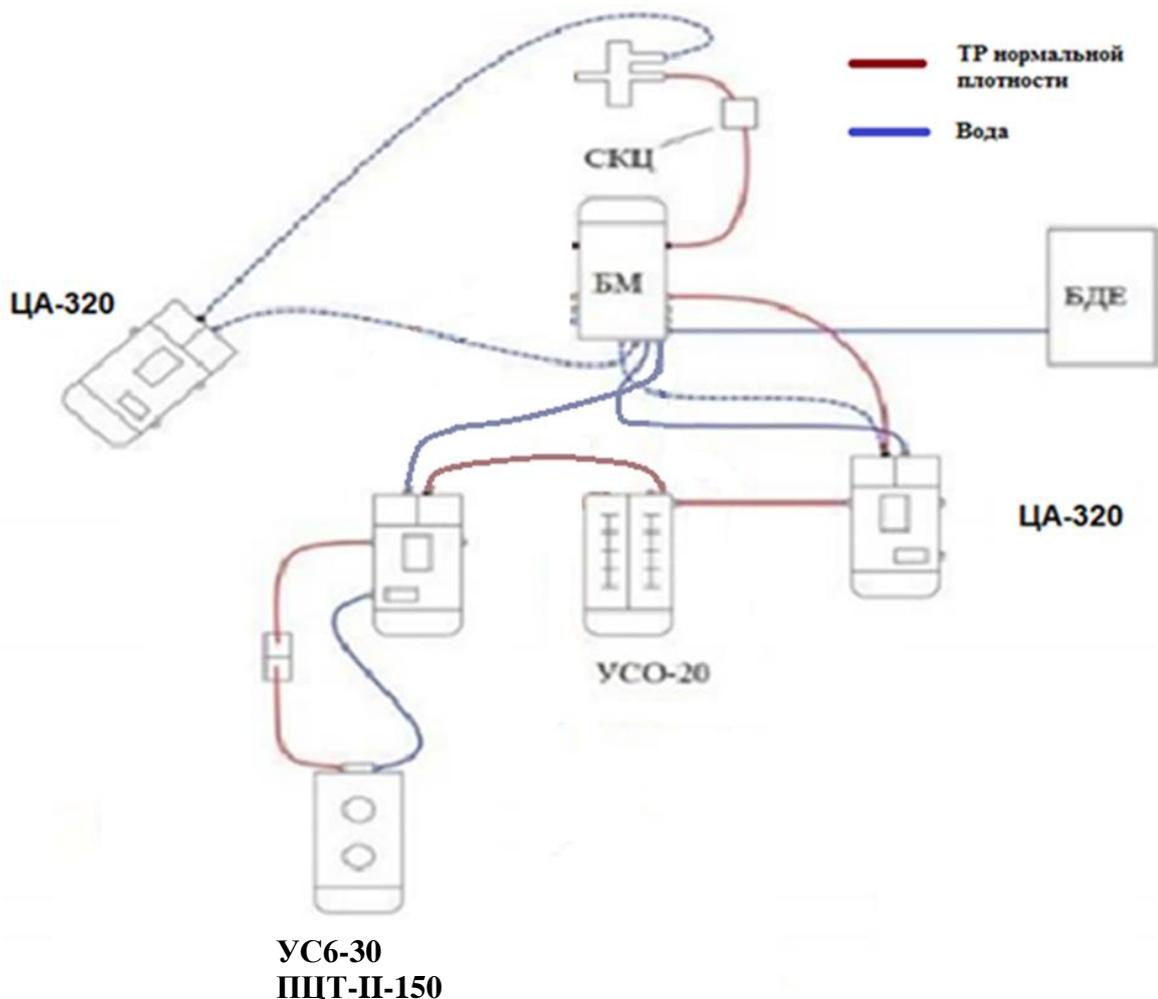


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для хвостовика

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта;
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot \text{grad}P_{\text{пл}}}{g}, \quad (1)$$

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

$\text{grad}P_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления испытываемого пласта, Па/м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,105 \cdot 98066,5}{9,81} = 1102 \text{ кг/м}^3.$$

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot (V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (2)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³.

Внутренний объем колонны равен:

$$V_{\text{вн}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^2 \cdot L, \quad (3)$$

где D – наружный диаметр колонны, м;

δ – толщина стенки колонны, м;

L – глубина спуска колонны.

Подставляя формулу (3) в формулу (2), получаем:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{2} \cdot ((D_{\text{хв}} - 2 \cdot \delta_{\text{хв}})^2 \cdot L_{\text{хв}} + (D_{\text{эк}} - 2 \cdot \delta_{\text{эк}})^2 \cdot L_{\text{эк}}). \quad (4)$$

$$\begin{aligned} V_{\text{ж.г.}} &= \frac{\pi}{2} \cdot ((0,127 - 2 \cdot 0,0107)^2 \cdot 707,5 + (0,1778 - 2 \cdot 0,0092)^2 \cdot 3525)) \\ &= 153,08 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

2.4.4.2 Освоение скважины

Согласное техническому заданию запроектирован способ освоения – многостадийный ГРП.

Муфта ступенчатого гидроразрыва пласта МСГРП от нефтесервисной компании «ЗЕРС» предназначена для проведения многоинтервального гидроразрыва пласта. Комплект муфт спускается в скважину в составе компоновки ГРП хвостовика. Каждая муфта устанавливается в заранее определенном интервале ствола скважины при согласовании с заказчиком. Муфта МСГРП-Г устанавливается в первом интервале гидроразрыва (над башмаком, КО и пакером). Активация муфты МСГРП-Г проводится повышением давления до 30 МПа

Активация муфт МСГРП происходит при помощи пуска и прокачки шаров различного диаметра в скважину, начиная с самого малого. Муфты спускаются в составе хвостовика в комплекте с набухающими или гидромеханическими пакерами.

Муфты могут комплектоваться как обычными металлическими, так и растворимыми композитными шарами.

2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин.

Принимаем арматуру фонтанную АФ3-80/65х35.

Фонтанная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 3, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 МПа.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор буровой установки

| БУ 5000/320 ЭК-БМЧ | | | |
|--|------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$) | 180 | $[G_{кр}] \cdot 0,6 \geq Q_{бк}$ | $192 > 180$ |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$) | 141 | $[G_{кр}] \cdot 0,9 \geq Q_{об}$ | $288 > 141$ |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$) | 234 | $\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} > 1$ | $320 / 234 = 1,37$ $1,37 > 1$ |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$) | 320 | | |

При расчете максимального веса бурильной колонны $Q_{бк}$ и максимального веса обсадной колонны $Q_{об}$ учитывался вес системы верхнего привода $Q_{свп} = 14,5$ т, выбранного СВП 320ЭЧР-М.

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Бесклиновые технологии зарезки боковых стволов из необсаженных скважин»

Бурение нефтяных и газовых скважин сложный технологический процесс, при котором возможны различного рода геологические осложнения, такие как прихват бурильного инструмента, осыпи и обвалы горных пород, естественное искривление скважины при проводке, что требует корректировки её траектории. Также бурение скважин иногда сопровождается авариями, связанными с обрывом бурильной колонны, и как следствие оставлением бурильного инструмента на забое. Следовательно, необходимо проведение сложных аварийных и исправительных мероприятий, но, когда они не приводят к положительному результату, используют операцию – зарезка бокового ствола скважины. Помимо этого, зарезка бокового ствола скважины находит свое применение при строительстве многоствольных и многозабойных скважин.

Существует две основные технологии зарезки боковых стволов: бесклиновая и с использованием клина-отклонителя. В данной работе рассматривается бесклиновая зарезка боковых стволов из необсаженных скважин.

Целью работы является обзор и анализ бесклиновых технологий зарезки боковых стволов из необсаженных скважин.

3.1 Существующие бесклиновые методы зарезки боковых стволов из необсаженных скважин

Рассмотрим два метода ЗБС из необсаженной скважины. Первый метод в производственной терминологии имеет название «Наработка желоба». Данный метод обычно используется при срезке без установки цементного моста в основном стволе скважины и обязательным условием является работа на падение зенитного угла. Сущность рассматриваемого метода заключается в отрыве компоновки от выбранной точки и многократным

дохождением до нее сверху-вниз с фрезерованием стенки скважины. При этом каждый раз длина фрезерования постепенно увеличивается, и как следствие происходит прирост длины желоба вверх [1].

Наработка пятиметрового желоба реализуется следующим образом:

- производят поднятие компоновки на 1 м от выбранной точки, далее фрезеруют стенку ствола скважины сверху-вниз до выбранной точки. Время прохождения – 15 мин;

- производят поднятие компоновки на 2 м от выбранной точки, далее фрезеруют стенку ствола скважины сверху-вниз до выбранной точки. Время прохождения – 30 мин;

- производят поднятие компоновки на 3 м от выбранной точки, далее фрезеруют стенку ствола скважины сверху-вниз до выбранной точки. Время прохождения – 42 мин;

- производят поднятие компоновки на 4 м от выбранной точки, далее фрезеруют стенку ствола скважины сверху-вниз до выбранной точки. Время прохождения – 56 мин;

- производят поднятие компоновки на 5 м от выбранной точки, далее фрезеруют стенку ствола скважины сверху-вниз до выбранной точки. Время прохождения – 1 ч 5 мин;

- суммарное время данного метода составляет 3 ч 28 мин.

Второй рассматриваемый метод – «Time Drilling», который представляет собой срезку в режиме бурения с ограничениями по времени и скорости. Данный метод применяется при планируемой срезке с набором зенитного угла или срезке в твердых породах. Основная идея данного метода заключается в бурении с минимально-заданной скоростью проходки, с постепенным увеличением скорости по мере зарезки в новый ствол [1].

Метод «Time Drilling» реализуется следующим образом:

- 1 м бурится с проходкой 0,3 м/ч. Время бурения – 3 ч 20 мин;
- 2 м бурится с проходкой 0,6 м/ч. Время бурения – 3 ч 20 мин;
- 6 м бурится с проходкой 1,2 м/ч. Время бурения – 5 ч;

– суммарное время данного метода составляет 11 ч 40 мин.

В таблице 36 представлен сравнительный анализ рассматриваемых методов.

Таблица 36 – Сравнительный анализ методов «Наработка желоба» и «Time Drilling»

| Метод | Преимущества | Недостатки |
|--------------------|--|--|
| «Наработка желоба» | Занимает меньше времени | При срезке вниз и последующем наборе зенитного угла, создаётся дополнительная искривленность ствола скважины |
| | Более успешен и прогнозируем, так как выполняется вниз | Необходимо иметь запас по интенсивности, в случае если при срезке зенитный угол окажется меньше расчётного |
| «Time Drilling» | Срезка в любом направлении | Необходимо больше времени |
| | | Высокий уровень качества ствола скважины и цементного моста |

3.2 Патентный обзор

3.2.1 Обзор бесклиновых способов бурения различных типов скважин

Для снижения неточности в определении глубины скважины по вертикали, а также когда мало известны детали строения залежи предусматривают пилотный ствол. Далее после устранения всех неточностей из пилотного ствола нарезают горизонтальный участок скважины.

Рассмотрим патент RU № 2351734 [2], в котором реализуется бесклиновой способ бурения, также называемый бурением вторых стволов с горизонтальным окончанием. Сущность данного способа заключается в том, что изначально осуществляется бурение пилотного ствола 7, зенитный угол которого доходит до 89°. Бурение пилотного ствола предназначено для реализации таких целей как: первичное вскрытие целевого продуктивного пласта, создание возможности проведения ГИС, а также в спуске эксплуатационной колонны 3. Бурение же горизонтального участка 4 производится после срезки из пилотного ствола посредством использования

специального комплекса оборудования, реализующего возможность изменения зенитного угла в процессе бурения.

На рисунке 11 представлен способ бурения второго ствола с горизонтальным участком 4 с изменением (увеличение или уменьшение) диаметра 5 пилотного ствола, что позволяет наработать желоб и произвести срезку в нужном направлении.

На рисунке 12 представлен способ, в котором пилотный ствол оборудуется отсекающим цементным мостом 5. Затем с моста производят набор зенитного угла, срезаются в продуктивный пропласток и бурят горизонтальный участок. Прочность моста должна быть близка к прочности породы пилотного ствола.

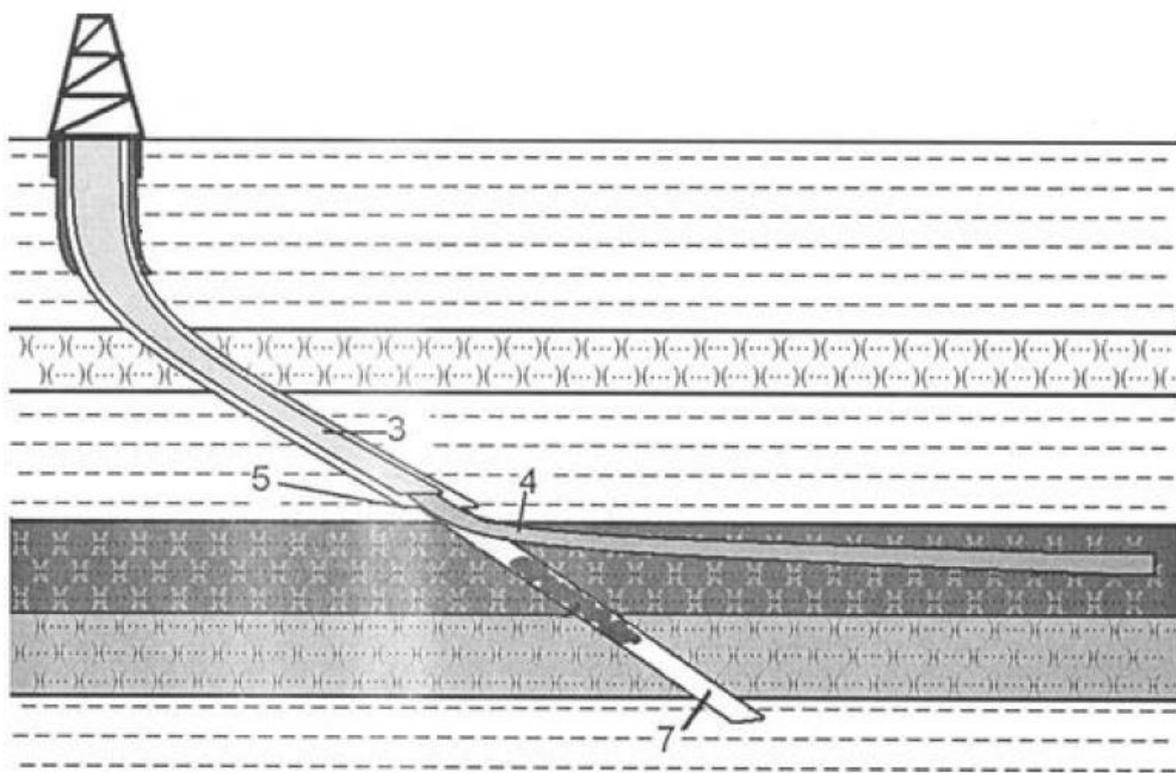


Рисунок 1 – Способ бурения второго ствола с горизонтальным участком с изменением диаметра пилотного ствола

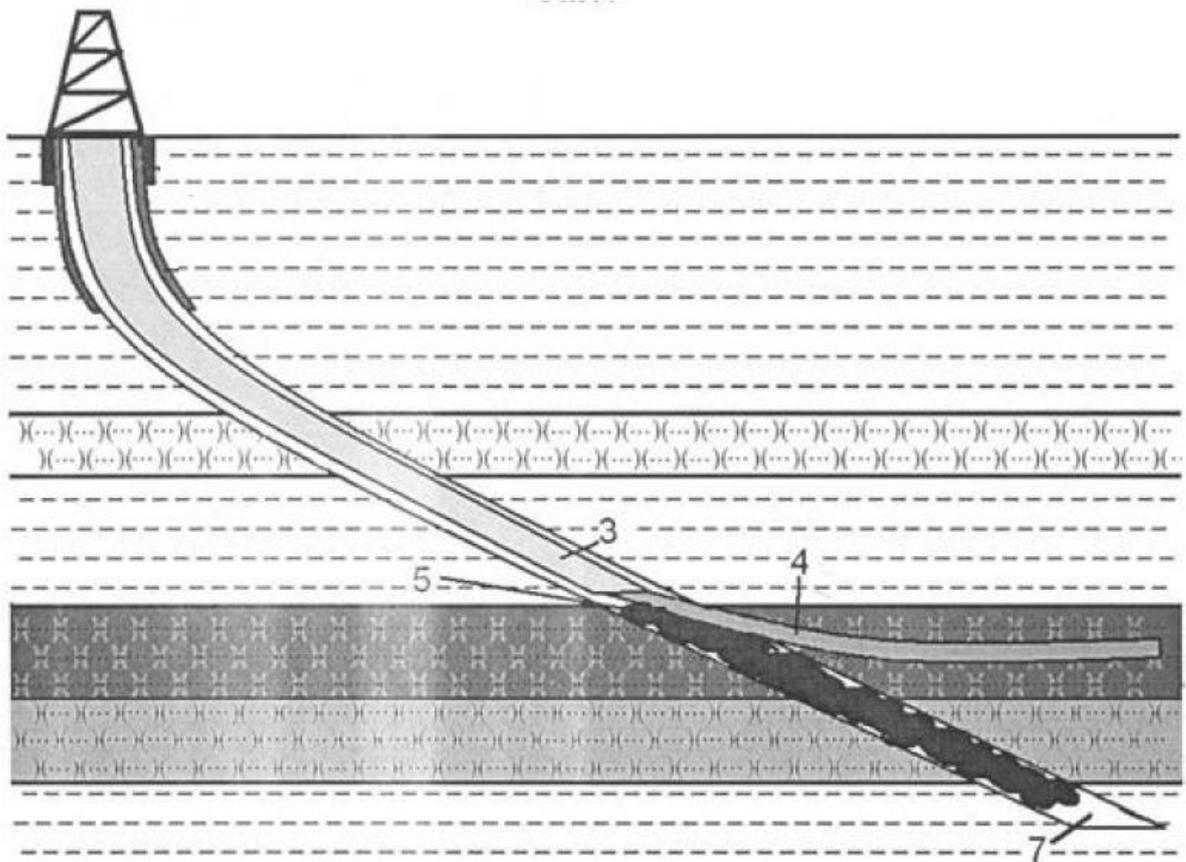


Рисунок 12 – Способ бурения второго ствола с горизонтальным участком с применением отсекающего моста

Бесклиновая зарезка боковых стволов находит свое применение при строительстве многоствольных и многозабойных скважин. Рассмотрим некоторые патенты, связанные с бурением многоствольных и многозабойных скважин.

Известен бесклиновой способ бурения многоствольной скважины (а.с. 848557) [3], в котором бурят основной ствол 1 большого диаметра до достижения глубины, где будет срезан первый дополнительный ствол 2. В месте срезки первого дополнительного ствола бурится в нужном направлении пилот-скважина с резким отклонением. Пилот-скважина расширяется до нужного диаметра. По завершении бурения дополнительного ствола 2, в основной ствол для сохранения заданного направления спускается жесткая компоновка и продолжается углубление основного ствола (участок 3) до достижения глубины, где будет срезан второй дополнительный ствол 4. Углубление основного ствола на участке 3 производится без проблем, так как используемый инструмент имеет больший диаметр, чем дополнительный

ствол 2. Затем бурится второй дополнительный ствол 4, диаметр которого также меньше диаметра основного ствола 1 на участке 3. После этого основной ствол 1 на участке 5 углубляется до достижения глубины, где будет срезан третий дополнительный ствол 6. Скважина завершается на участке 7 основного ствола скважины.

Следует отметить, что данный способ имеет существенный недостаток, связанный с уменьшением поверхности фильтрации продукции из-за бурения дополнительных стволов меньшими диаметрами по сравнению с основным стволом. Однако данный способ имеет достоинство, связанное с эффективностью проведения буровых работ, так как исключается потребность в установке цементного моста.

Скважина, пробуренная по данному способу, представлена на рисунке 13.

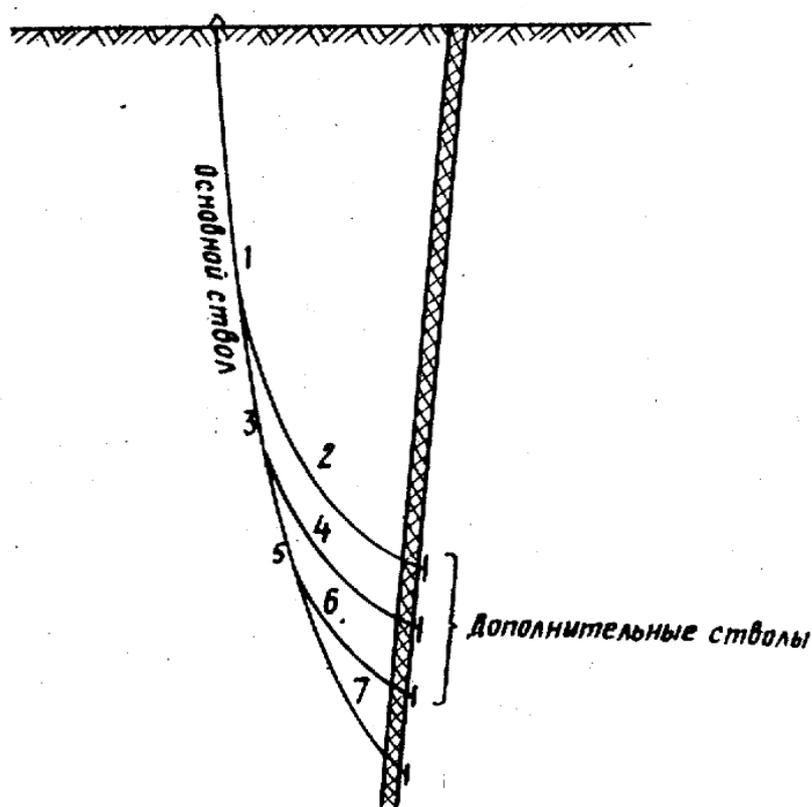


Рисунок 13 – Многоствольная скважина

Многоствольная скважина также может буриться с применением технологии бесклиновой срезки (патент RU № 2214496) [4]. При этом методе бурение горизонтального ствола до точки, где проектируется зарезка,

осуществляется с использованием компоновки низа бурильной колонны, в чьей состав входят центраторы, обеспечивающие стабилизацию направления.

Далее до текущего забоя основного горизонтального ствола спускается компоновка с кривым переводником и осуществляется срезка дополнительного ствола того же диаметра, что и основной. В точке, где был срезан дополнительный ствол, проводят расширение основного ствола, при помощи долота со смещённым центром. И далее продолжается бурение основного ствола, при этом используется долото того же диаметра, которым осуществлялось бурение дополнительного. При использовании данного метода диаметр дополнительного ствола равен диаметру основного, что увеличивает площадь поверхности фильтрации.

Однако подобный подход к бурению многоствольных скважин имеет и свои недостатки и для его реализации, как видно из описанной выше технологии, необходимо осуществить последовательную сборку и спуск до забоя трёх различных компоновок.

Посредством увеличения угла встречи породоразрушающего инструмента со стенкой скважины, можно качественно повысить надёжность резки, производящуюся с искусственного забоя для твёрдых и крепких типов горных пород.

Рассмотрим способ забуривания нового ствола скважины (а.с. 142241) [5], который производится путем местного создания искусственной каверны. Для создания каверны применяется взрывная торпеда, спускаемая на канате. Затем в образованную каверну 1 заливается цементный раствор 2. После затвердевания цемента производится забуривание нового ствола.

Этот метод позволяет создать зацементированную каверну большего диаметра по сравнению с основным стволом скважины. Такое увеличение диаметра позволяет увеличить угол встречи долота с горными породами, так как забуривание происходит в более мягкой породе - цементном камне. Этот метод также способствует ускорению процесса забуривания нового ствола и позволяет применять его в твердых породах для скважин малого диаметра.

На рисунке 14 представлена схема забуривания нового ствола скважины через зацементированную искусственную каверну.

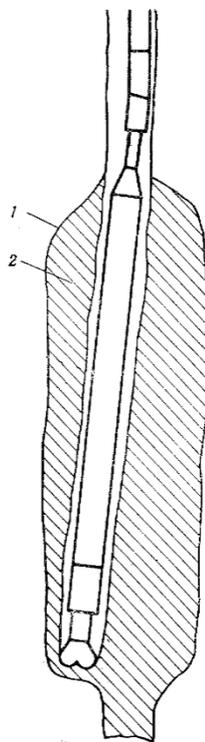


Рисунок 14 – Забуривание нового ствола скважины через зацементированную искусственную каверну

3.2.2 Обзор отдельных элементов КНБК применяемых при бесклиновой зарезке боковых стволов из необсаженных скважин

Существует четыре группы отклонителей непрерывного действия, которые реализуют следующие принципы набора кривизны [6]:

- асимметричное разрушение забоя;
- фрезерование стенки скважины под действием отклоняющего усилия;
- совместный процесс фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя при совпадении процессов по направлению;

– совместный процесс фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя при несовпадении процессов по направлению.

На рисунке 15 представлен отклонитель, использующейся при бурении забойным двигателем (а.с. 821678) [7]. Конструктивно в него входят переводник 1 и связанная шлицами втулка 2, чей нижний торец имеет наклонную плоскость. Ниппель, рассматриваемого отклонителя, включает в себя стакан 3 и связанный с ним шарнирно вал 4, который, также как и втулка, имеет шлицы, которыми они и взаимодействуют. Данный вал взаимодействует с запорной гайкой 5 посредством находящейся на конце вала самотормозящейся резьбы. Сущность работы рассматриваемого переводника заключается в том, что при создании осевой нагрузки втулка и переводник перемещаются относительно друг друга и торцы стакана и втулки стягиваются запорной гайкой. При этом и создаётся требуемый перекосяк, который влечёт возникновение отклоняющего усилия.

Однако, расположение данного типа отклонителя непосредственно над забойным двигателем существенно уменьшает его эффективность.

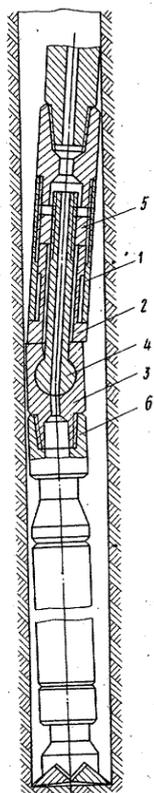


Рисунок 15 – Отклонитель для направленного бурения забойным двигателем

Известно устройство для резки дополнительного ствола скважины (а.с. 1186775) [8], представленное на рисунке 16, которое включает породоразрушающий инструмент 1, корпус 2 и связанный с ним эксцентричный груз 3. Принцип действия основан на действии породоразрушающего инструмента на нижнюю стенку скважины с силой, которая складывается из реактивной силы, центробежной и поперечной составляющей веса направляющего участка КНБК. При этом горная порода разрушается той частью торца породоразрушающего инструмента, которая расположена со стороны груза.

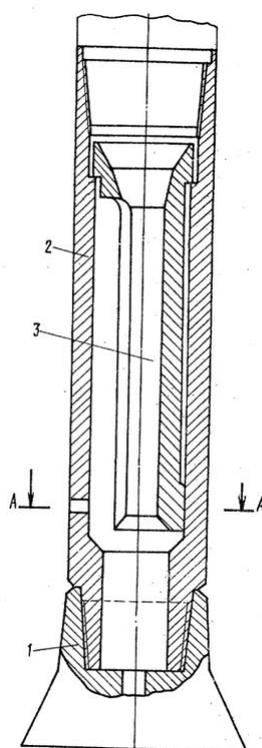


Рисунок 16 – Устройство для резки дополнительного ствола скважины

Рассмотрим патент RU № 2235181 [9], рисунок 17, на котором изображено регулируемое отклоняющее устройство с концевыми резьбами, находящимися на его конце. В составе данного устройства выделяется центральный вал 2, имеющего наружные резьбы и уплотнения. Под углом α на валу имеется искривлённый участок. Также в составе устройства имеется муфта 4, располагающаяся снаружи вала, которая имеет возможность перемещаться вдоль него по шпонке или шлицам 5. На одном из торцов данной муфты имеются зубья, которыми она контактирует с прямым

переводником 7, навинченным на вал. Также имеется второй кривой переводник 3, навинченный на противоположный конец вала. Резьба данного переводника наклонена относительно его оси на угол α . Торцевые зубья кривого переводника взаимодействуют с зубьями муфты, также расположенными на её торце. Ориентация центрального вала обеспечивает направленность искривлённого участка к кривому переводнику. Это обеспечивает пересечение осей вала и кривого переводника в одной точке, то есть создаётся одна плоскость искривления, и точность проводки скважины увеличивается.

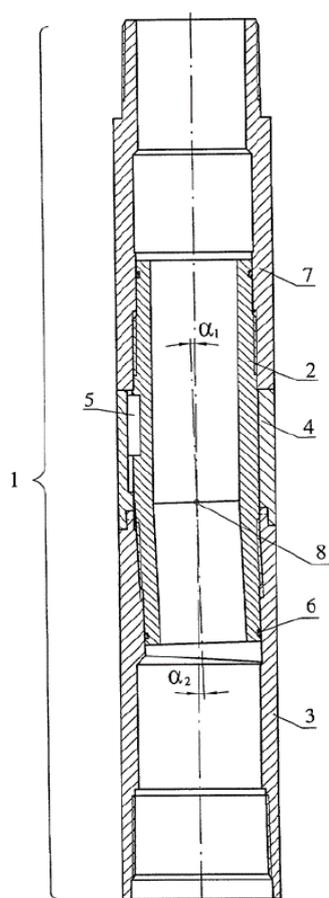


Рисунок 17 – Регулируемое отклоняющее устройство

На рисунке 18 представлен патент RU № 2108437 [10], представляющий собой устройство, используемое для перекоса частей забойного двигателя. В его состав входят исполнительный механизм 1, расположенная над забойным двигателем гидравлическая камера 4, соединённая с затрубным пространством, и отклоняющая опора. Также в его конструкцию добавлена труба, верхняя часть которой имеет траверсу 5, а

нижняя – клин 7. Привод рассматриваемого устройства реализует в своей работе принцип следящего гидропривода. Также в составе имеется золотник 2, верхняя часть которого имеет возможность взаимодействия с исполнительным механизмом, а нижняя – с траверсой трубы 6. Верхняя секция винтового забойного двигателя частично обхватывается нижней частью трубы, нижняя, с закреплённой на ней отклоняющей опорой, взаимодействует с клином. Через переводник 11, двигатель соединяется с центратором 12 и далее – с долотом 13.

Из-за того, что угол перегиба изменяется в зависимости от ствола скважины, стабильный набор кривизны становится затруднённым, что является существенным недостатком данного устройства.

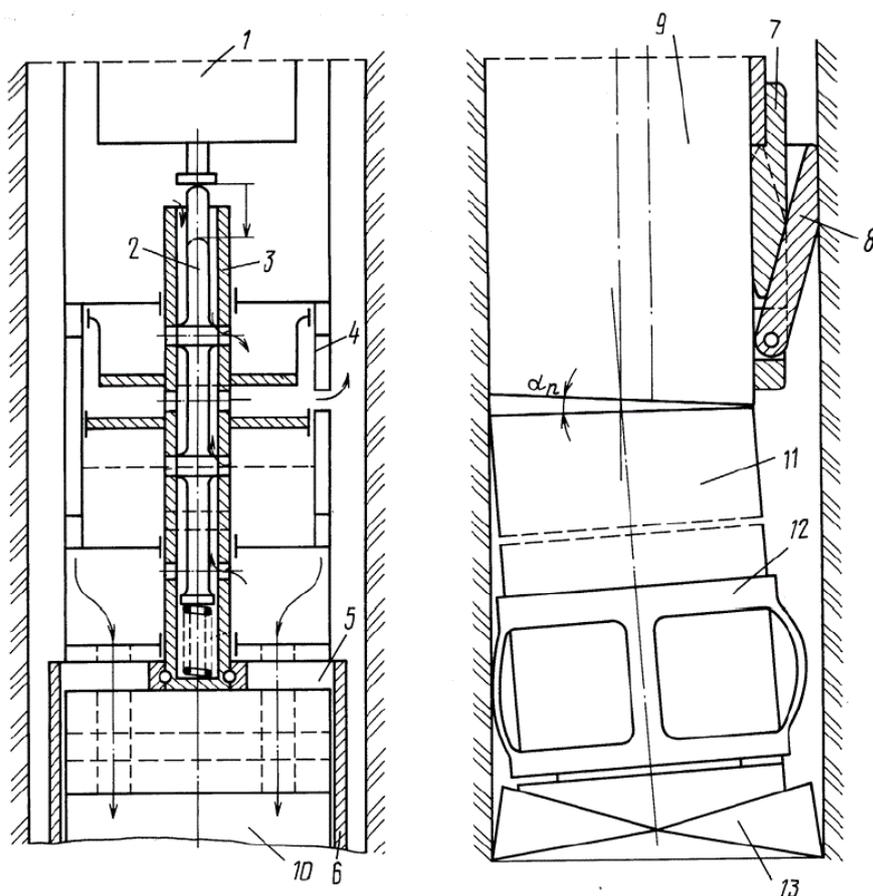


Рисунок 18 – Устройство для перегиба частей забойного двигателя

Рассмотрим устройство, используемое для направленного бурения, рисунок 19 (патент RU № 2115792) [11]. В своём составе оно имеет ниппель 1, на обоих концах которого имеются резьбы. На нём также расположена распорная втулка 5, которая имеет возможность скользить на шпонке или

шлицах 4. Также на ниппеле. На его резьбовых концах, располагаются прямой 7 и кривой 6 переводники. Имеющая коническую форму резьба ниппеля, образует соединение, для которого осевое натяжение превышает половину шага резьбы. Причём следует отметить, что плоскость искривления ниппеля и плоскость упорного торца перпендикулярны. Углы α° и β° между ними равны. Данное решение позволяет бесступенчато регулировать угол отклонения рассматриваемого устройства $\gamma^\circ \pm \alpha^\circ$.

Недостатком рассматриваемого устройства является высокая требовательность к наличию жесткой фиксации элементов, искривлённых относительно друг друга, а используемая для установки угла коническая резьба, требует постоянной проверки величины нужного натяга.

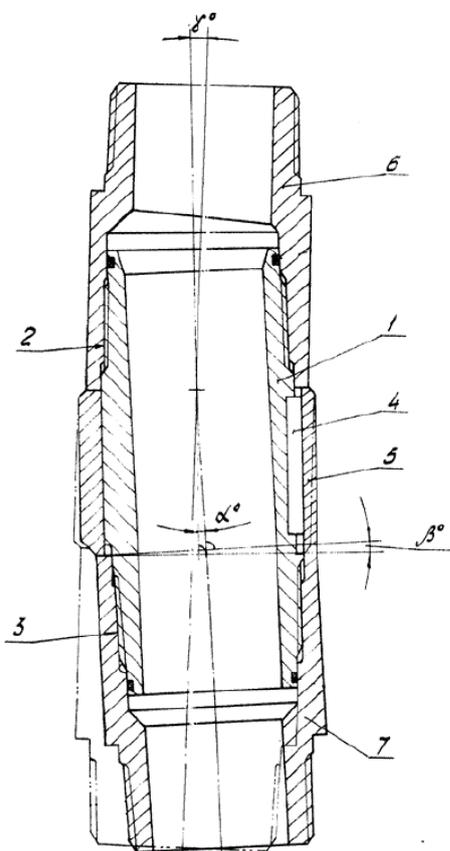


Рисунок 19 – Устройство для направленного бурения

Рассмотрим долота, способствующие улучшению процесса бесклиновой резки боковых стволов скважин.

Известно буровое долото (а.с. 386118) [12], представленное на рисунке 20, которое при работе с ОНД врезается в стенку скважины и выбуривает в ней уступ, и как следствие происходит удержание долота от скольжения

вниз. Достигается это за счет того, что корпус долота имеет вид усеченного конуса, причем конусность боковой поверхности 1 меньше конусности внутренней проточки 2. За счет такой конструкции увеличивается фрезерующая способность долота.

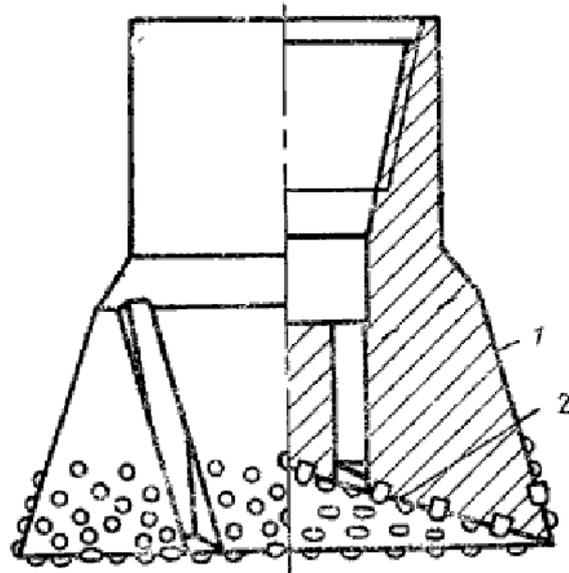


Рисунок 20 – Буровое долото

Известно долото для формирования желоба (а.с. 1452908) [13], показанное на рисунке 21, резцы которого на боковой поверхности расположены по спирали и наклонены в сторону рабочего торца, причем направление спирали совпадает с направлением вращения. Данная конструкция способствует увеличению устойчивости углубки долота и фрезерования в заданном направлении.

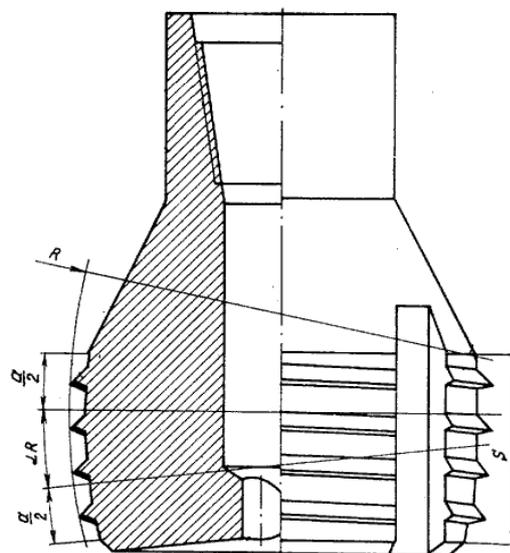


Рисунок 21 – Долото для формирования желоба

Известно долото для направленного бурения скважин (а.с. 1756530) [14], представленное на рисунке 22, с кольцевой матрицей 1 и не вращающейся при забурировании уступа шарошкой 2, которая подпружинена и имеет возможность продольного перемещения и стопорения в корпусе долота. Совместно с ОНД данное долото обеспечивает оптимальное соотношение скорости бурения искусственного забоя скважины и скорости фрезерования стенки, в результате чего происходит интенсивное забуривание уступа в стенке скважины.

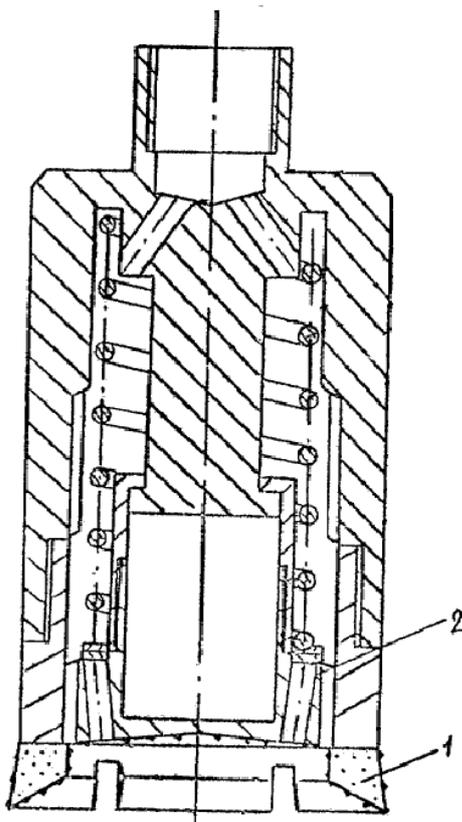


Рисунок 22 – Долото для направленного бурения скважин

В приложении Ж в таблице Ж.1 представлена патентная документация.

3.3 Классификация бесклиновых технологий резки боковых стволов из необсаженных скважин

В приложении И на рисунке И.1 представлена классификация по бесклиновой ЗБС из необсаженных скважин.

3.4 Выводы к разделу «специальный вопрос»

В данной работе был произведен обзор и анализ технологий по бесклиновой резки боковых стволов из необсаженных скважин. Были рассмотрены существующие методики «Наработка желоба» и «Time Drilling», патенты и авторские свидетельства по строительству различных типов скважин, отклонителям непрерывного действия и долотам, которые способствуют улучшению технологии резки боковых стволов из необсаженных скважин. По итогу обзора была разработана классификация по данной тематике.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

| | |
|----------------|--------------------------------|
| Группа 2Б93 | ФИО Юсупов Эмиль Равильевич |
|----------------|--------------------------------|

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|---|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/ООП | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин |

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

| | |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Стоимость компонентов бурового раствора</i> |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <i>Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. <i>Общая характеристика предприятия</i> | <i>Основные направления деятельности предприятия</i> |
| 2. <i>Схема о описание организационной структуры управления предприятием</i> | <i>Организационная структура управления предприятием</i> |
| 3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i> | <i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i> |

Перечень графического материала:

1. Организационная структура управления предприятием

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком | 11.02.2023 |
|--|------------|

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | | | | |
|------------------|--------------------------|------------------------|---------|------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН ШБИП | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н. | | 11.02.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| | | | |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич | | 11.02.2023 |

- обеспечение безопасных и здоровых условий труда для подчиненных, контроль соблюдения ими требований нормативных и законодательных правовых актов по охране труда;

- анализ и выявление текущей потребности в кадрах;

- организация мероприятий по подбору кадров.

Заместитель генерального директора по экономике и финансам выполняет следующие функции:

- организация и совершенствование экономической деятельности предприятия, направленной на повышение производительности труда, эффективности и рентабельности производства;

- осуществление управления имуществом и разработки мер по эффективному использованию капитальных вложений, материальных, трудовых и финансовых ресурсов;

- обеспечение методического руководства при заключении и сопровождении финансовых договоров;

- определение стратегии развития предприятия посредством формирования долгосрочных и оперативных финансовых планов.

Заместитель генерального директора по строительству скважин и супервайзингу выполняет следующие функции:

- разработка плана работ по строительству скважин;

- оптимизации процесса строительства скважин;

- координация деятельности различных подрядчиков и взаимодействие с другими отделами компании для обеспечения эффективного выполнения проекта;

- подготовка графиков строительства, освоения, текущего и капитального ремонта скважин;

- руководство проектными бригадами;

- контроль соблюдения промышленных норм и стандартов.

Заместитель генерального директора по обеспечению производства выполняет следующие функции:

- организация производственной работы в соответствии с утвержденными планами;
- обеспечение внедрения и соблюдения утвержденных стандартов и технических условий;
- организация, руководство и контроль за работой подчиняемых отделов.

Схема организационной структуры предприятия представлена на рисунке 23.

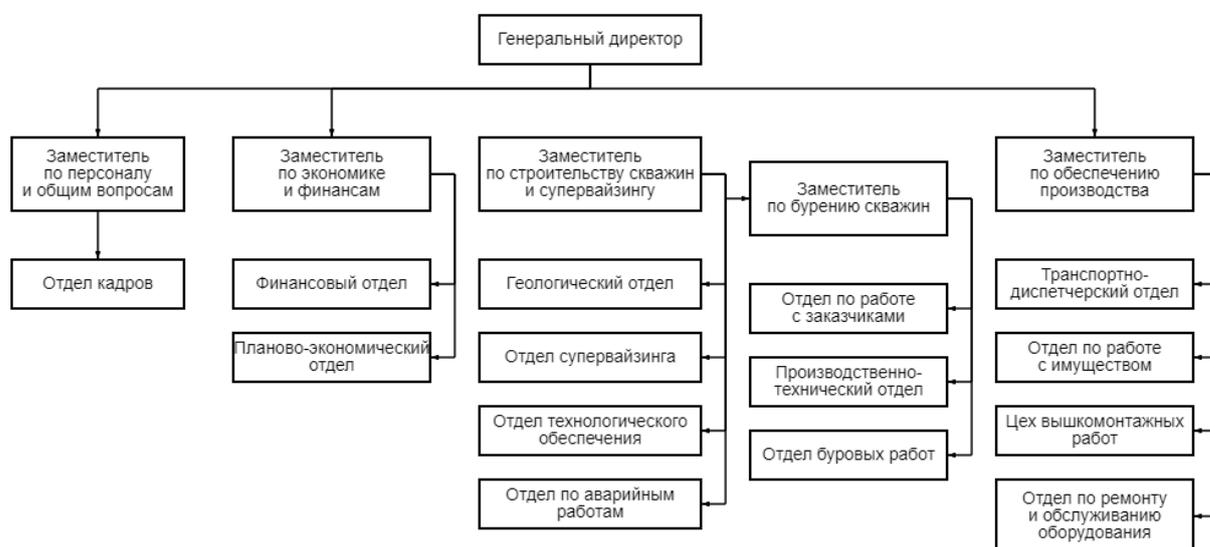


Рисунок 23 – Схема организационной структуры предприятия

4.3 Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов

При бурении необходимо, чтобы запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности был не менее двух объёмов скважины. Из них один объём должен быть в виде приготовленного бурового раствора в емкостях, и ещё один должен находиться в виде химических реагентов для его приготовления. На основе этого в главе 2.3.9 представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, \quad (5)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, \quad (6)$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг), для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л $\approx 0,2 \cdot \rho_{\text{ж}}$ кг);

$N_{\text{уп}}$ – количество целых упаковок, шт.

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы К.1 в приложении К по всем проектируемым интервалам.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

| | |
|---------------|-------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич |

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|---|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/ООП | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|---|
| Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. | <p><i>Объект исследования:</i> технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения</p> <p><i>Область применения:</i> зона проведения буровых работ</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибростата, гидроциклоны</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом;</p> <p>2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом;</p> <p>3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты;</p> <p>4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом;</p> <p>5. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».</p> |
| <p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Повышенная запыленность и загазованность; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность. |

| | |
|--|---|
| | <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента. |
| 3. Экологическая безопасность: | <p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок. <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Вырубка деревьев; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами. <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – Нарушение температурного режима вод. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.). <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Газонефтеводопроявления (ГНВП). |

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком | 11.02.2023 |
|--|------------|

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ООД ШБИП | Гуляев Милий Всеволодович | | | 11.02.2023 |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| 2Б93 | Юсупов Эмиль Равильевич | | 11.02.2023 |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения. При проектировании определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Рабочей зоной при строительстве скважины является буровая установка. На буровой установке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, приготовление и обработка бурового раствора, крепление ствола скважины обсадными трубами и их цементирование.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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 [15].

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297, работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных

для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 298, к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

В соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 299, продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий, согласно ТК РФ гл. 47 ст. 302:

- надбавка за вахтовый метод работы, устанавливаемая коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором;

- сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в

районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

Работа на буровых установках в основном выполняется стоя, поэтому необходимо оборудовать рабочее место в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя» [16]:

- рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

- выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

- организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15 градусов.

5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Потенциально опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Нормативные документы |
|---|--|
| Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды | СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». |
| Повышенный уровень шума и вибрации | ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека». |
| Отсутствие или недостаток искусственного освещения | РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» |

Продолжение таблицы 37

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Нормативные документы |
|---|--|
| Повышенная запыленность и загазованность | ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». |
| Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования | ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное». |
| Производственные факторы, связанные с электрическим током | ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность». |
| Пожаровзрывоопасность | ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов». |

5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

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

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 38, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [17].

Таблица 38 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

| Период года | Категория работ по уровню энергозатрат, Вт | Температура воздуха, °С | Температура поверхностей, °С | Относительная влажность воздуха, % | Скорость движения воздуха, м/с |
|-------------|--|-------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Холодный | Ia (до 139) | 22-24 | 21-25 | 60-40 | 0,1 |
| | Iб (140-174) | 21-23 | 20-24 | 60-40 | 0,1 |
| | IIa (175-232) | 19-21 | 18-22 | 60-40 | 0,2 |
| | IIб (233-290) | 17-19 | 16-20 | 60-40 | 0,2 |
| | III (более 290) | 16-18 | 15-19 | 60-40 | 0,3 |
| Теплый | Ia (до 139) | 23-25 | 22-26 | 60-40 | 0,1 |
| | Iб (140-174) | 22-24 | 21-25 | 60-40 | 0,1 |
| | IIa (175-232) | 20-22 | 19-23 | 60-40 | 0,2 |
| | IIб (233-290) | 19-21 | 18-22 | 60-40 | 0,2 |
| | III (более 290) | 18-20 | 17-21 | 60-40 | 0,3 |

Повышенные уровни шума и вибрации. На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования» [18].

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА [19]. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [20]:

- роторного ствола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [21].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 39.

Таблица 39 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

| Наименование вещества | Величина ПДК _{рз} , мг/м ³ | Наименование вещества | Величина ПДК _{рз} , мг/м ³ |
|---|--|-----------------------|--|
| Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода | - | Пары нефти, бензина | 10 |
| | 100 | Сероводород | 3 |
| | 10 | Оксиды серы | 10 |
| | 9000 | Меркаптаны | 0,8 |

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция), в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [22]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски.

Движущиеся части и механизмы. На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами, согласно ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное» [23]: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в

отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная» [24]. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Пожаровзрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории, поэтому буровая установка относится к категории повышенной взрывопожароопасности (АН), согласно СП

12.13130.2009 [25]. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

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.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на буровой установке, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель.

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; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

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

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-89 [26]:

- 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

Воздействие на атмосферу

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основные источник выбросов двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

Воздействие на гидросферу

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать [27]. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих

веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Воздействие на литосферу

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [28]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [29]. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [30].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

| ЧС техногенного характера | ЧС природного характера |
|--|-------------------------------|
| Пожары (взрывы) на производственном | Геофизические опасные явления |
| Аварии с выбросом химически опасных веществ (ГНВП) | Метеорологические опасные |
| 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.

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 [31].

1.5 Выводы к разделу «социальная ответственность»

В ходе выполнения задания по разделу рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм работников, осуществляющих процесс строительства скважины. Были обоснованы необходимые меры по уменьшению и устранению воздействия этих факторов.

Контроль за обеспечением здоровья работников и безопасности окружающей среды является важной составляющей производственного процесса, которые совместно с соблюдением требований по охране труда и правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций и улучшить условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения», на основании систематизации исходных геологических данных был спроектирован ряд технологических решений, включающих проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и освоения.

В рамках раздела специального вопроса был произведен обзор и анализ бесклиновых технологий зарезки боковых стволов из необсаженных скважин.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия и представлены сведения о нём, рассчитана сметная стоимость компонентов, входящих в рецептуру бурового раствора.

В разделе социальная ответственность рассмотрен ряд факторов, оказывающих своё воздействие на сотрудников, непосредственно задействованных в процессе строительства скважины. Рассмотрена степень влияния данного процесса на экологию, а также приведены нормы регулирования этого воздействия.

Список используемых источников

1. Хаматшин И.М. Срезка в открытом стволе // Научно-практический электронный журнал Аллея Науки. - 2019. - №12.
2. Патент № 2351734 Российская Федерация, МПК E21B 7/04 (2006.01). Способ бурения скважин или вторых стволов с горизонтальным окончанием : № 2006135573/03 : заявл. 10.10.2006 : опубл. 27.04.2008 / Воин О.В., Воин В.М.
3. Авторское свидетельство № 848557 СССР, МПК E21B 7/04. Бесклиновый способ бурения многоствольной скважины : № 698895/22-03 : заявл. 21.02.1961 : опубл. 23.07.1981 / Сулакшин С.С., Боярко Ю.Л.
4. Патент № 2214496 Российская Федерация, МПК E21B 7/04 (2000.01). Бесклиновый способ бурения многоствольной скважины : № 2002117003/03 : заявл. 26.06.2002 : опубл. 20.10.2003 / Курочкин Б.М., Студенский М.Н. ; заявитель ОАО Научно-производственное объединение «Буровая техника».
5. Авторское свидетельство № 142241 СССР, МПК E21B 33/13. Способ забуривания нового ствола скважины в сторону : № 720745/22-03 : заявл. 08.03.1961 : опубл. 26.01.1970 / Митяев А.Д.
6. Нескоромных, В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев/ В.В. Нескоромных - М.: МГП «Геоинформмарк», 1993. – 55 с.
7. Авторское свидетельство № 821678 СССР, МПК E21B 7/08. Отклонитель для направленного бурения забойным двигателем : № 2717076/22-03 : заявл. 24.01.1979 : опубл. 15.04.1981 / Соловов Ю.Г., Кукушкин И.В. ; заявитель Забайкальский комплексный научно-исследовательский институт Министерства геологии СССР.
8. Авторское свидетельство № 1186775 СССР, МПК E21B 7/06. Устройство для зарезки дополнительного ствола скважины : № 3742014/22-03 : заявл. 15.05.1984 : опубл. 23.10.1985 / Алексеев Л.Г., Бергштейн О.Ю. ;

заявитель Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт буровой техники.

9. Патент № 2235181 Российская Федерация, МПК E21B 7/08 (2000.01). Регулируемое отклоняющее устройство : № 2002120669/03 : заявл. 29.07.2002 : опубл. 27.08.2004 / Николаев В.Ю., Трапезников С.Г.

10. Патент № 2108437 Российская Федерация, МПК E21B 7/08 (1995.01). Устройство для перекоса частей забойного двигателя : № 96115697/03 : заявл. 02.08.1996 : опубл. 10.04.1998 / Франкштейн С.А., Ропяной А.Ю. ; заявитель ЗАО «НТ-Курс».

11. Патент № 2115792 Российская Федерация, МПК E21B 7/08 (1995.01). Устройство для направленного бурения : № 96116955/03 : заявл. 27.08.1996 : опубл. 20.07.1998 / Щелконогов Г.А., Бобров М.Г.; заявитель Пермский филиал Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники.

12. Авторское свидетельство № 386118 СССР, МПК E21B 7/08. Буровое долото : № 1729512/22-03 : заявл. 27.12.1971 : опубл. 14.06.1973 / Струс Я.М., Тычинский Р.Д. ; Бориславское управление буровых работ.

13. Авторское свидетельство № 1452908 СССР, МПК E21B 7/08. Долото для формирования желоба : № 4135065/22-03 : заявл. 10.06.1976 : опубл. 23.01.1989 / Тержберг Ю.М., Вовчановский Р.Д. ; Ухтинский индустриальный институт.

14. Авторское свидетельство № 1756530 СССР, МПК E21B 10/62. Долото для направленного бурения : № 4843568 : заявл. 06.07.1990 : опубл. 23.08.1992 / Нескромных В.В., Костин Ю.С. ; Производственное геологическое объединение «Сосновгеология».

15. Российская Федерация . Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022. – 424 с.

16. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические

требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

17. СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046/titles> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

18. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 1991-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

19. ГОСТ Р ИСО 9612-2013. Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах: дата введения 2014-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107818> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

20. РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1998-09-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001611> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

21. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

22. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата

введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

24. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний: дата введения 2003-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200026571> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

25. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности: дата введения 2009-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

26. ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения: дата введения 1991-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004802> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

27. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше: дата введения 1987-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

28. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

29. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше: дата введения 1994-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

30. ГОСТ 22263-76. Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000457> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

31. РД 08-254-98. инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1999-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000457> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Результаты проектирования профиля ствола скважины

Таблица А.1 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---------|---------|--|---------|---------|---------------------|----------|--------------------|---------|---------|
| Тип профиля | наклонно-направленный с горизонтальным участком | | | | | | | | | | |
| Исходные данные | | | | | | | | | | | |
| Глубина скважины по вертикали, м | 3226,68 | | | Максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более, градус | | | | | 65 | | |
| Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м | 3200 | | | Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО, град/10м | | | | | 1,75 | | |
| Отход на кровлю Т1, м | 1500 | | | Максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО, град/10м | | | | | 3 | | |
| Длина горизонтального участка, м | 650 | | | Максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО, град/10м. | | | | | 0,18 | | |
| Угол входа в пласт не менее, градус | 87 | | | | | | | | | | |
| Расчётные данные | | | | | | | | | | | |
| № интервала | Длина по вертикали, м | | | Отход, м | | | Зенитный угол, град | | Длина по стволу, м | | |
| | От | До | Всего | От | До | Всего | В начале | На конце | От | До | Всего |
| 1 | 0,00 | 60,00 | 60,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,000 | 0,00 | 60,00 | 60,00 |
| 2 | 60,00 | 194,79 | 134,79 | 0,00 | 29,03 | 29,03 | 0,000 | 24,310 | 60,00 | 198,92 | 138,92 |
| 3 | 194,79 | 3087,90 | 2893,11 | 29,03 | 1335,94 | 1306,91 | 24,310 | 24,310 | 198,92 | 3373,52 | 3174,61 |
| 4 | 3087,90 | 3200,00 | 112,10 | 1335,94 | 1500,00 | 164,06 | 24,310 | 87,000 | 3373,52 | 3582,49 | 208,97 |
| 5 | 3200,00 | 3220,00 | 20,00 | 1500,00 | 1958,06 | 458,06 | 87,000 | 88,000 | 3582,49 | 4040,99 | 458,50 |
| 6 | 3220,00 | 3226,68 | 6,68 | 1958,06 | 2149,44 | 191,38 | 88,000 | 88,000 | 4040,99 | 4232,49 | 191,50 |

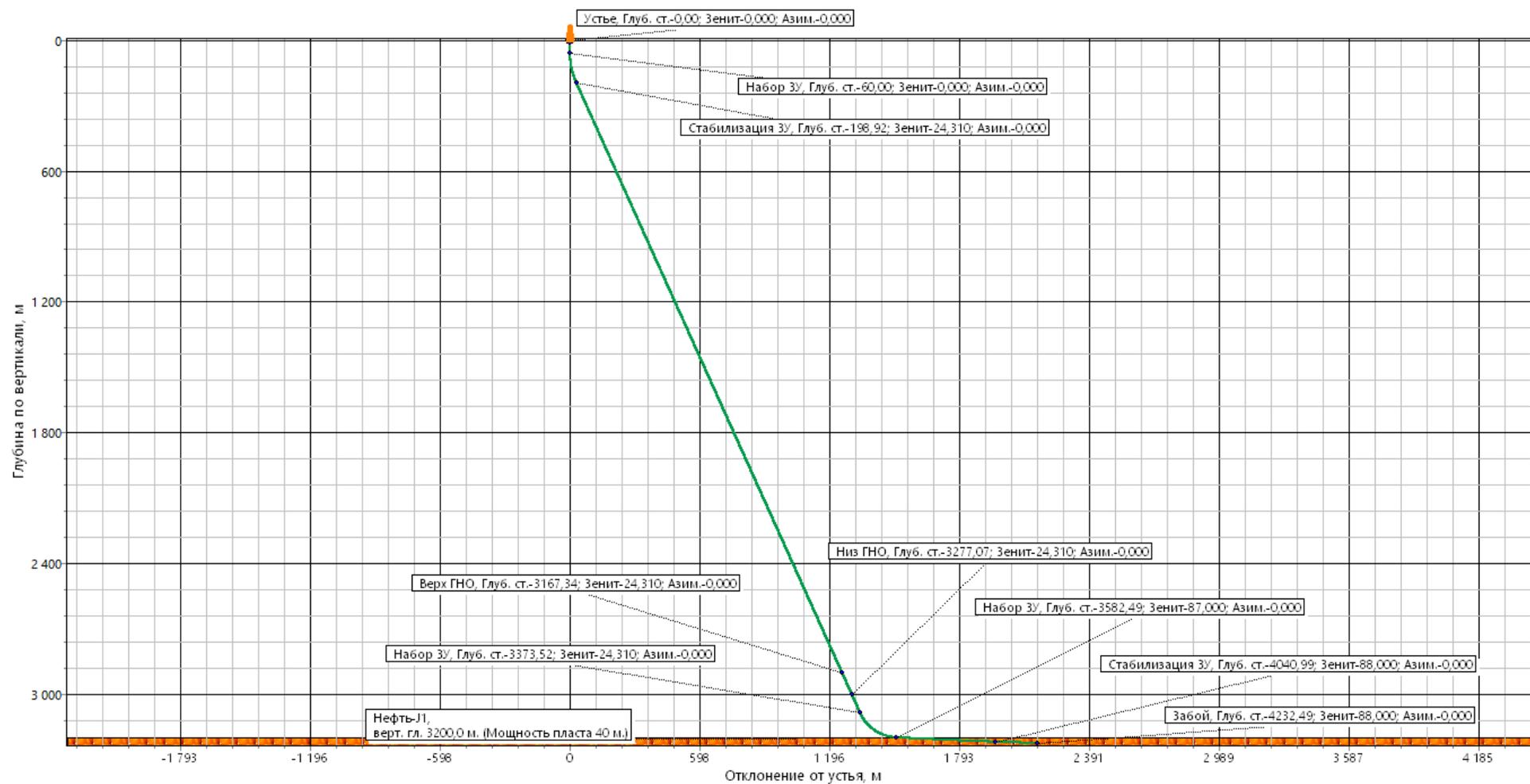


Рисунок А.1 – Проектный профиль ствола скважины

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Результаты проектирования КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения интервала под направление (0 – 40 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|------------------------------------|----------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под направление (0 – 40 м) | | | | | | | |
| 1 | 393,7 GRDP115 | 0,6 | 393,7 | - | 3-177 | Ниппель | 0,174 |
| 2 | КЛС 390,5 | 0,75 | 390,5 | 80 | 3-177 | Муфта | 0,220 |
| | | | | | 3-177 | Муфта | |
| 3 | Переводник П-161/177 | 0,39 | 225 | 102 | 3-177 | Ниппель | 0,097 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 4 | УБТС2-203 (6 тр.) | 36 | 203 | 80 | 3-161 | Ниппель | 7,704 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 5 | Переводник П-133/161 | 0,38 | 203 | 105 | 3-161 | Ниппель | 0,061 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 6 | ТБПК-127х13 Р | До устья | 127 | 102 | 3-133 | Ниппель | 0,082 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Таблица Б.2 – КНБК для бурения интервала под кондуктор (40 – 984 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|------------------------------------|---------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под кондуктор (40 – 984 м) | | | | | | | |
| 1 | БИТ 295,3 В516У | 0,4 | 295,3 | - | 3-152 | Ниппель | 0,080 |
| 2 | Переводник М-171/152 | 0,4 | 229 | 122 | 3-152 | Муфта | 0,078 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 3 | КП-294 СТ | 0,5 | 294 | 80 | 3-171 | Ниппель | 0,103 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | Переводник Н-152/171 | 0,4 | 203 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,092 |
| | | | | | 3-152 | Ниппель | |
| 5 | ДГР1-240.7/8.55 | 10,225 | 240 | - | 3-152 | Муфта | 2,703 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Обратный клапан КОБ-240РС | 0,8 | 240 | 72 | 3-171 | Ниппель | 0,167 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 7 | Переводник П-163/171 | 0,38 | 229 | 127 | 3-171 | Ниппель | 0,086 |
| | | | | | 3-163 | Муфта | |
| 8 | НУБТ-203 | 9,15 | 203 | 102 | 3-163 | Ниппель | 1,739 |
| | | | | | 3-163 | Муфта | |
| 9 | Телесистема Азимут-4 | 5,7 | 170 | 100 | 3-163 | Ниппель | 0,15 |
| | | | | | 3-163 | Муфта | |
| 10 | НУБТ-203 | 9,15 | 203 | 102 | 3-163 | Ниппель | 1,739 |
| | | | | | 3-163 | Муфта | |
| 11 | Переводник П-161/163 | 0,4 | 203 | 101 | 3-163 | Ниппель | 0,063 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 12 | УБТС2-203 (3 тр.) | 18 | 203 | 80 | 3-161 | Ниппель | 3,852 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 13 | Переводник П-171/161 | 0,4 | 229 | 127 | 3-161 | Ниппель | 0,073 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |

Продолжение таблицы Б.2

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|------------------------------------|----------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под кондуктор (40 – 984 м) | | | | | | | |
| 14 | Ясс 4ЯГ-203 | 6,8 | 210 | 70 | 3-171 | Ниппель | 1,325 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 15 | Переводник П-161/171 | 0,38 | 229 | 127 | 3-171 | Ниппель | 0,081 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 16 | УБТС2-203 (3 тр.) | 18 | 203 | 80 | 3-161 | Ниппель | 3,852 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 17 | Переводник П-133/161 | 0,38 | 203 | 105 | 3-161 | Ниппель | 0,061 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 18 | ТБПК-127х13 Р (ост.) | До устья | 127 | 102 | 3-133 | Ниппель | 39,369 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Таблица Б.3 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (984 – 3600 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|----------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под эксплуатационную колонну (984 – 3600 м) | | | | | | | |
| 1 | БИТ 220,7 ВТ613У | 0,4 | 220,7 | - | 3-117 | Ниппель | 0,041 |
| 2 | Переводник М-117/117 | 0,36 | 140 | 78 | 3-117 | Муфта | 0,023 |
| | | | | | 3-117 | Муфта | |
| 3 | КП-220 СТК | 0,3 | 220 | 80 | 3-117 | Ниппель | 0,044 |
| | | | | | 3-117 | Муфта | |
| 4 | Переводник Н-117/117 | 0,32 | 140 | 78 | 3-117 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-117 | Ниппель | |

Продолжение таблицы Б.3

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|---------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под эксплуатационную колонну (984 – 3600 м) | | | | | | | |
| 5 | ДГР1-178.5/6.61 | 8,63 | 178 | - | 3-117 | Муфта | 1,123 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 6 | Обратный клапан КОБ-172РС | 0,78 | 172 | 72 | 3-147 | Ниппель | 0,110 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 7 | Переводник П-133/147 | 0,38 | 178 | 101 | 3-147 | Ниппель | 0,062 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | НУБТ-178 | 9,15 | 178 | 71 | 3-133 | Ниппель | 1,501 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 9 | Телесистема Азимут-4 | 5,7 | 170 | 100 | 3-133 | Ниппель | 0,150 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 10 | НУБТ-178 | 9,15 | 178 | 71 | 3-133 | Ниппель | 1,501 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | ТБПК-127х13 Р (7 св.) | 172,2 | 127 | 102 | 3-133 | Ниппель | 7,511 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | Переводник П-171/133 | 0,4 | 203 | 95 | 3-133 | Ниппель | 48,9 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 13 | ТБТ-168 (5 тр.) | 47,25 | 168 | 127 | 3-171 | Ниппель | 4,385 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 14 | Переводник П-133/171 | 0,38 | 203 | 95 | 3-171 | Ниппель | 0,062 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 15 | Ясс 4ЯГ-171 | 6,8 | 171 | 70 | 3-133 | Ниппель | 0,920 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 16 | Переводник П-171/133 | 0,4 | 203 | 95 | 3-133 | Ниппель | 0,049 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 17 | ТБТ-168 (4 тр.) | 37,8 | 168 | 127 | 3-171 | Ниппель | 3,508 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |

Продолжение таблицы Б.3

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|----------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под эксплуатационную колонну (984 – 3600 м) | | | | | | | |
| 18 | Переводник П-133/171 | 0,38 | 203 | 95 | 3-171 | Ниппель | 0,062 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 19 | ТБПК-127х13 Р (ост.) | До устья | 127 | 102 | 3-133 | Ниппель | 143,912 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Таблица Б.4 – КНБК для бурения интервала под хвостовик (3600 – 4232,5 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|----------------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под хвостовик (3600 – 4232,5 м) | | | | | | | |
| 1 | TD-155,6 SPD 513-T1. 3 | 0,35 | 155,6 | - | 3-88 | Ниппель | 0,020 |
| 2 | Переводник М-88/88 | 0,38 | 113 | 54 | 3-88 | Муфта | 0,015 |
| | | | | | 3-88 | Муфта | |
| 3 | КП-155 СТК | 0,4 | 155 | 80 | 3-88 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-88 | Муфта | |
| 4 | Переводник Н-88/88 | 0,32 | 113 | 54 | 3-88 | Ниппель | 0,024 |
| | | | | | 3-88 | Ниппель | |
| 5 | РУС Power Drive 475 X6 | 4,16 | 120,7 | 92,5 | 3-88 | Муфта | 1,036 |
| | | | | | V-040 | Муфта | |
| 6 | Переводник PD ExtentionSub | 0,4 | 120 | 57 | V-040 | Ниппель | 0,030 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 7 | Обратный клапан КОБ 127РС | 0,55 | 127 | 30 | 3-102 | Ниппель | 0,049 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |

Продолжение таблицы Б.4

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|------------------------|----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под хвостовик (3600 – 4232,5 м) | | | | | | | |
| 8 | НУБТ-121 | 9,15 | 121 | 63 | 3-102 | Ниппель | 0,595 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 9 | Телесистема ЗТС МАК-01 | 8 | 114 | 80 | 3-102 | Ниппель | 0,150 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 10 | НУБТ-121 | 9,15 | 121 | 63 | 3-102 | Ниппель | 0,595 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 11 | ТБПН-89х9 Л (20 св.) | 492 | 89 | 70 | 3-102 | Ниппель | 10,691 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 12 | Переводник П-133/102 | 0,38 | 155 | 62 | 3-102 | Ниппель | 0,031 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 13 | ТБТ-127 (5 тр.) | 47,25 | 127 | 89 | 3-133 | Ниппель | 2,991 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 14 | Переводник П-102/133 | 0,34 | 155 | 62 | 3-133 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 15 | Ясс SJ-120 | 5,5 | 120 | 56 | 3-102 | Ниппель | 0,320 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 16 | Переводник П-133/102 | 0,38 | 155 | 62 | 3-102 | Ниппель | 0,031 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 17 | ТБТ-127 (4 тр.) | 37,8 | 127 | 89 | 3-133 | Ниппель | 2,393 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 18 | Переводник П-102/133 | 0,34 | 155 | 62 | 3-133 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |
| 19 | ТБПН-89х9 Л (ост.) | До устья | 89 | 70 | 3-102 | Ниппель | 78,568 |
| | | | | | 3-102 | Муфта | |

Таблица Б.5 - Результаты расчетов бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

| Вид технологической операции | Интервал по стволу, м | | Характеристика бурильной трубы | | | | | Длина секции, м | Масса, т | | Коэффициент запаса прочности трубы на | |
|------------------------------|-----------------------|----------|--------------------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------|----------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | тип (шифр) | наружный диаметр, мм | Марка (группа прочности) материала | толщина стенки, мм | тип замкового соединения | | секции | нарастающая с учетом КНБК | в клиновом захвате (L=300 мм) | в клиновом захвате (L=400 мм) |
| бурение | 0 | 3600 | ТБПК-127х13 Р (ост.) | 127 | Р | 12,7 | 3-133 | 3299 | 143,91 | 165,12 | 1,91 | 2,00 |
| бурение | 0 | 4232,5 | ТБПН-89х9 Л (ост.) | 89 | Л | 9,4 | 3-102 | 3616 | 78,57 | 97,64 | 1,15 | 1,21 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(обязательное)

Потребное количество химических реагентов

Таблица Д.1 – Результаты расчетов потребного количества химических реагентов

| Наименование материала | Назначение | Упаковка | Потребное количество реагентов | | | | | | | | | |
|------------------------|---|----------------|--------------------------------|-----|-----------|------|------------------------|-------|-----------|------|---------|-----|
| | | | Направление | | Кондуктор | | Эксплуатацион. колонна | | Хвостовик | | Итого | |
| | | | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп |
| Каустическая сода | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 25 | 54,6 | 2,2 | 108,1 | 4,3 | 210,7 | 8,4 | 68,6 | 2,7 | 442 | 18 |
| M-I GEL | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 1000 | 3819,3 | 3,8 | 7567,2 | 7,6 | - | - | - | - | 11386 | 12 |
| Soda Ash | Связывание ионов кальция и магния | 25 | 54,6 | 2,2 | 216,2 | 8,6 | 421,5 | 16,9 | 137,2 | 5,5 | 829,5 | 34 |
| TANNATHIN | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 25 | 54,6 | 2,2 | 216,2 | 8,6 | - | - | - | - | 270,8 | 11 |
| M-I WATE | Регулирование плотности | 1000 | 31960,5 | 32 | 41233,1 | 41,2 | - | - | - | - | 73193,6 | 74 |
| POLYPAC R | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств | 25 | - | - | 86,5 | 3,5 | - | - | - | - | 86,5 | 4 |
| M-I LUBE | Снижение коэффициента трения в скважине | 210 (200 л) | - | - | 864,8 | 4,1 | - | - | - | - | 864,8 | 5 |
| M-I PAC UL | Регулятор фильтрации | 25 | - | - | 1081 | 43,2 | - | - | - | - | 1081 | 44 |
| DUO-VIS | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 25 | - | - | - | - | 1475,2 | 59 | 480,2 | 19,2 | 1955,5 | 79 |
| MY-LO-JEL | Регулятор фильтрации | 25 | - | - | - | - | 7165,4 | 286,6 | 2332,5 | 93,3 | 9497,9 | 380 |

Продолжение таблицы Д.1

| Наименование материала | Назначение | Упаковка | Потребное количество реагентов | | | | | | | | | |
|------------------------|---|----------------|--------------------------------|----|-----------|----|------------------------|------|-----------|------|---------|----|
| | | | Направление | | Кондуктор | | Эксплуатацион. колонна | | Хвостовик | | Итого | |
| | | | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп |
| Хлорид калия | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 1000 | - | - | - | - | 33719,6 | 33,7 | 10976,4 | 11 | 44696 | 45 |
| SAFE-CARB | Регулирование плотности, кольматация каналов | 1000 | - | - | - | - | 50068,6 | 50,1 | 13885,8 | 13,9 | 63954,4 | 64 |
| Биоцидол | Защита от микробиологической деструкции | 220 (200 л) | - | - | - | - | 210,7 | 1 | 68,6 | 0,3 | 279,4 | 2 |
| BUBBLE BUSTER | Предотвращение пенообразования | 180 (200 л) | - | - | - | - | 210,7 | 1,2 | 68,6 | 0,4 | 279,4 | 2 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Е.1 – 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 | Гидро-мониторные насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, кВт |
|-------------------------------------|----------|------------------------------|---|--|----------------|--------------------------|---------|-------------------------|---------------------------------------|
| от (верх) | до (низ) | | | | | кол-во | диаметр | | |
| Под направление | | | | | | | | | |
| 0 | 40 | БУРЕНИЕ | 0,49 | 0,053 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 4 | 14,3 | 101,3 | 473,4 |
| Под кондуктор | | | | | | | | | |
| 40 | 984 | БУРЕНИЕ | 0,66 | 0,06 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 5 | 11,1 | 85,3 | 207,5 |
| Под эксплуатационную колонну | | | | | | | | | |
| 984 | 3600 | БУРЕНИЕ | 1,4 | 0,094 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 8 | 8 | 89,6 | 196,3 |
| Под хвостовик | | | | | | | | | |
| 3600 | 4232,5 | БУРЕНИЕ | 1,26 | 0,085 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 8 | 5 | 102,4 | 113,4 |

Таблица Е.2 – 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 | 40 | БУРЕНИЕ | УНБ-1250 | 2 | 95 | 180 | 256,5 | 0,85 | 56 | 32,52 | 65,05 |
| 40 | 984 | БУРЕНИЕ | УНБ-1250 | 2 | 95 | 160 | 339,1 | 0,85 | 47 | 20,64 | 41,28 |
| 984 | 3600 | БУРЕНИЕ | УНБ-1250 | 2 | 95 | 160 | 339,1 | 0,85 | 41 | 18,01 | 36,01 |
| 3600 | 4232,5 | БУРЕНИЕ | УНБ-1250 | 1 | 90 | 150 | 367,2 | 0,85 | 42 | 16,07 | 16,07 |

Таблица Е.3 – 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 | | | | |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| от (верх) | до (низ) | | | элементах КНБК | | бурильной колонне | кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
| | | насадках долота | забойном двигателе (РУС) | | | | | |
| 0 | 40 | БУРЕНИЕ | 95,2 | 72,8 | 0 | 12,3 | 0,2 | 10 |
| 40 | 984 | БУРЕНИЕ | 173,8 | 50,3 | 55,5 | 56,0 | 2,0 | 10 |
| 984 | 3600 | БУРЕНИЕ | 257,4 | 54,5 | 51,7 | 117,4 | 23,8 | 10 |
| 3600 | 4232,5 | БУРЕНИЕ | 353,8 | 70,6 | 66,1 | 176,6 | 37,5 | 3 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(справочное)

Патентная документация

Таблица Ж.1 – Патентная документация

| № п/п | Страна выдачи, вид и номер охранного документа | Автор (достаточного одного) (патентообладатель) | Название изобретения | Дата публикации, номер Бюллетеня |
|-------|--|--|---|----------------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Патент РФ, № 2351734 | Воин О.В. Воин В.М. | Способ бурения скважин или вторых стволов с горизонтальным окончанием | 27.04.2008, Бюл. №12 |
| 2 | СССР, а. с. № 431292 | Егоров Н.Г. | Бесклиновый способ бурения многозабойной скважины | 05.06.1974, Бюл. №21 |
| 3 | СССР, а. с. № 848557 | Сулакшин С.С. | Бесклиновый способ бурения многоствольной скважины | 23.07.1981, Бюл. №27 |
| 4 | Патент РФ, № 2214496 | Курочкин Б.М. (ОАО Научно-производственное объединение «Буровая техника») | Бесклиновый способ бурения многоствольной скважины | 20.10.2003, Бюл. №29 |
| 5 | СССР, а. с. № 142241 | Митяев А.Д. | Способ забуривания нового ствола скважины в сторону | 26.01.1970, Бюл. №6 |
| 6 | СССР, а. с. № 821678 | Соловов Ю.Г. | Отклонитель для направленного бурения забойным двигателем | 15.04.1981, Бюл. №14 |
| 7 | СССР, а. с. № 1186775 | Алексеев Л.Г. | Устройство для резки дополнительного ствола скважины | 23.10.1985, Бюл. №39 |
| 8 | Патент РФ, № 2235181 | Николаев В.Ю. (ОАО Научно-производственное объединение «Буровая техника») | Регулируемое отклоняющее устройство | 27.08.2004, Бюл. №24 |
| 9 | Патент РФ, № 2108437 | Франкштейн С.А. (Закрытое акционерное общество «НТ-Курс») | Устройство для перекоса частей забойного двигателя | 10.04.1998 |

Продолжение таблицы Ж.1

| № п/п | Страна выдачи, вид и номер охранного документа | Автор (достаточного одного) (патентообладатель) | Название изобретения | Дата публикации, номер Бюллетеня |
|-------|--|--|--------------------------------------|----------------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 10 | Патент РФ, № 2115792 | Щелконогов Г.А. (Пермский филиал Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники) | Устройство для направленного бурения | 20.07.1998 |
| 11 | СССР, а. с. № 386118 | Струс Я.М. | Буровое долото | 14.06.1973, Бюл. №26 |
| 12 | СССР, а. с. № 1452908 | Тержберг Ю.М. | Долото для формирования желоба | 23.01.1989, Бюл. №3 |
| 13 | СССР, а. с. № 1756530 | Нескромных В.В. | Долото для направленного бурения | 23.08.1992, Бюл. №31 |

ПРИЛОЖЕНИЕ И

(обязательное)

Классификация бесклиновой ЗБС из необсаженных скважин

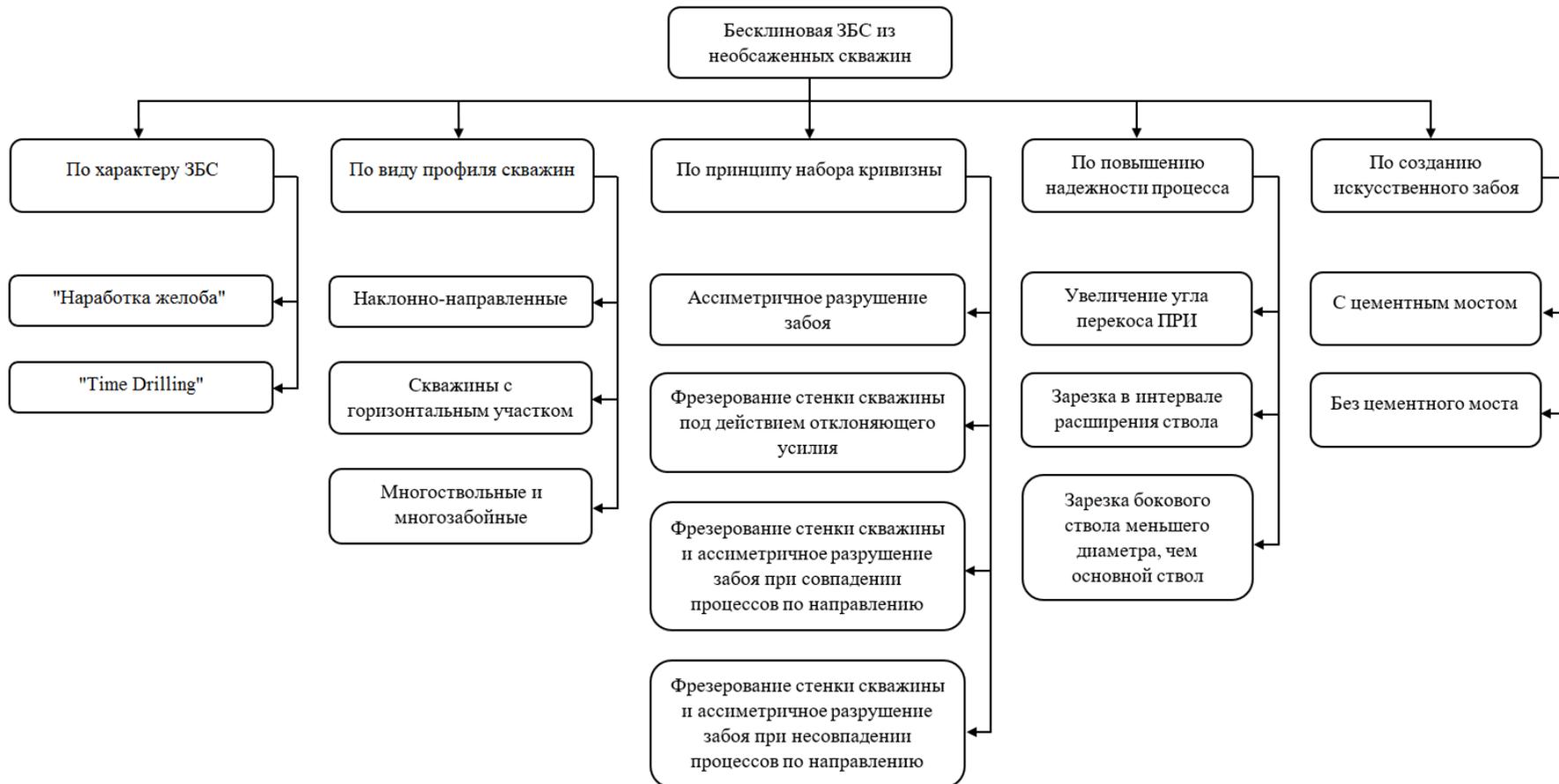


Рисунок И.1 – Классификация бесклиновой зарезки боковых стволов из необсаженных скважин

ПРИЛОЖЕНИЕ К

(обязательное)

Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора

Таблица К.1 – Результаты расчетов стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

| Наименование реагента | Стоимость упаковки, тыс. руб. | Упаковка, кг | Направление | Кондуктор | Эксплуатационная колонна | Хвостовик | Итого количество уп. | Сумма, тыс.руб |
|--------------------------|-------------------------------|--------------|----------------|----------------|--------------------------|----------------|----------------------|----------------|
| | | | Количество уп. | Количество уп. | Количество уп. | Количество уп. | | |
| Каустическая сода (NaOH) | 3 | 25 | 2,2 | 4,3 | 8,4 | 2,7 | 18 | 54,0 |
| M-I GEL | 18 | 1000 | 3,8 | 7,6 | 0 | 0 | 12 | 216,0 |
| SODA ASH | 1,3 | 25 | 2,2 | 8,6 | 16,9 | 5,5 | 34 | 44,2 |
| TANNATHIN | 15 | 25 | 2,2 | 8,6 | 0 | 0 | 11 | 165,0 |
| M-I WATE | 20 | 1000 | 32,0 | 41,2 | 0 | 0 | 74 | 1480,0 |
| POLYPAC R | 10 | 25 | 0 | 3,5 | 0 | 0 | 4 | 40,0 |
| M-I PAC UL | 6 | 25 | 0 | 43,2 | 0 | 0 | 44 | 264,0 |
| M-I LUBE | 40 | 210 | 0 | 4,1 | 0 | 0 | 5 | 200,0 |
| DUO-VIS | 16 | 25 | 0 | 0 | 59,0 | 19,2 | 79 | 1264,0 |
| MY-LO-JEL | 0,2 | 25 | 0 | 0 | 286,6 | 93,3 | 380 | 76,0 |
| Хлорид калия (KCl) | 25 | 1000 | 0 | 0 | 33,7 | 11,0 | 45 | 1125,0 |
| SAFE-CARB | 22,5 | 1000 | 0 | 0 | 50,1 | 13,9 | 64 | 1440,0 |
| Биоцидол | 90 | 220 | 0 | 0 | 1,0 | 0,3 | 2 | 180,0 |
| BUBBLE BUSTER | 165 | 180 | 0 | 0 | 1,2 | 0,4 | 2 | 330,0 |
| Итого: | | | | | | | | 6878,2 |