

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 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 РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2920 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ) |

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2920)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович | | 13.06.2023 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | 16.06.2023 |

Консультант ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Бондарчук Игорь Борисович | | | 16.06.2023 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 15.06.2023 |

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------------|
| Доцент | Лукин Алексей Анатольевич | к.г.-м.н | | 16.06.2023 |

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------------|
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович |

Тема работы:

| | |
|---|-------------------------|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении (Красноярский край) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 40-10/с от 09.02.2023 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 16.06.2023 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ul style="list-style-type: none"> – Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической |

| | |
|---|--|
| | <p>программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки;</p> <p>– Современное состояние колтюбинговых технологий.</p> |
| Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей | |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов) | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент ОСГН ШБИП НИ ТПУ |
| Социальная ответственность | Гуляев Милий Всеволодович, Старший преподаватель ООД ШБИП ТПУ |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке: | |
| 1. Горно-геологические условия бурения скважины | |
| 2. Технологическая часть проекта | |
| 3. Современное состояние колтюбинговых технологий. | |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| 5. Социальная ответственность | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 10.02.2023 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалев Артем Владимирович | К.Т.Н. | | 10.02.2023 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович | | 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: весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------------|
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович |

Тема работы:

| |
|---|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении (Красноярский край) |
|---|

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | 16.06.2023 |
|--|------------|

| 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 | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | 10.02.2023 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ИШПР | Лукин Алексей Анатольевич | к.г.-м.н | | 10.02.2023 |

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович | | 10.02.2023 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 12 рисунков, 39 таблиц, 41 источник литературы и 7 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2920 метров на газовом месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении (Красноярский край).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть современное состояние колтюбинговых технологий.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОКК – обвязка колонная клиньевая;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ОП – оборудование противовыбросовое;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ЦПЦ – центрактор пружинный цельный;

ЦТ – централизатор-турболизатор;

ПТЦ – портландцемент тампонажный;

УСО – установка смесительно-осреднительная;

ЦА – цементиловочный агрегат;

ПРП-Ц-В – пробка продавочная цементиловочная верхняя;

ПРП-Ц-Н – пробка продавочная цементиловочная нижняя;

СПО – спуско-подъемные операции;

БУ – буровая установка;

АФ – арматура фонтанная;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

СКЦ – станция контроля цементирования;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 12 |
| 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ | 13 |
| 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины | 13 |
| 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)..... | 21 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений | 23 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА..... | 27 |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины | 27 |
| 2.2 Проектирование конструкции скважины | 27 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя | 27 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений | 27 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 28 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования | 30 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн..... | 30 |
| 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн | 30 |
| 2.3 Проектирование процессов углубления скважины..... | 31 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения | 31 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента..... | 31 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото | 33 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота | 34 |
| 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора | 34 |
| 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя..... | 36 |
| 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны | 37 |
| 2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов ... | 40 |
| 2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины..... | 45 |

| | | |
|--------|---|----|
| 2.3.10 | Технические средства и режимы бурения при отборе керна | 49 |
| 2.4 | Проектирование процессов заканчивания скважины | 49 |
| 2.4.1 | Расчет обсадных колонн на прочность | 49 |
| 2.4.2 | Выбор технологической оснастки обсадных колонн..... | 55 |
| 2.4.3 | Расчет и обоснование параметров цементирования скважины..... | 57 |
| 2.4.4 | Проектирование процессов испытания и освоения скважин | 59 |
| 2.5 | Выбор буровой установки | 62 |
| 3 | СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» | 63 |
| | Введение | 63 |
| 3.1 | Спектр услуг ГНКТ..... | 64 |
| 3.2 | Основные операции комплекса ГНКТ | 73 |
| 3.3 | Заключение..... | 81 |
| 4 | ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 83 |
| 4.1 | Расчет нормативной продолжительности строительства скважины..... | 83 |
| 4.2 | Линейный календарный график выполнения работ | 83 |
| 4.3 | Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .. | 85 |
| 5 | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 91 |
| 5.1 | Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 92 |
| 5.1.1 | Специальные правовые нормы трудового законодательства..... | 92 |
| 5.1.2 | Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.... | 93 |
| 5.2 | Производственная безопасность | 93 |
| 5.2.1 | Анализ опасных и вредных производственных факторов..... | 94 |
| 5.3 | Экологическая безопасность | 97 |

| | | |
|--|--|-----|
| 5.3.1 | Защита атмосферы | 97 |
| 5.3.2 | Защита гидросферы | 98 |
| 5.3.3 | Защита литосферы | 98 |
| 5.4 | Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 99 |
| 5.4.1 | Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин 99 | |
| 5.4.2 | Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС 100 | |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | | 102 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | | 104 |
| Приложение А | | 108 |
| Приложение Б..... | | 112 |
| Приложение В | | 114 |
| Приложение Г..... | | 116 |
| Приложение Д | | 122 |
| Приложение К | | 123 |
| Приложение Л | | 124 |

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разведочных скважин существует осложняющий фактор в виде недостатка информации о геологическом разрезе, что приводит к повышенному уровню неопределенности в процессе бурения. К таким неопределенностям относятся интервалы и характер возможных осложнений, величина пластового давления и гидроразрыва. Кроме того, при строительстве разведочной скважины необходимо произвести операцию отбора керна, проектирование которой также может осложняться недостатком информации.

Согласно горно-геологическим условиям разрез скважины представлен алевролитами, мергелями, известняками, ангидритами, пластами каменной соли, алевролитами и аргиллитами. Таким образом, разрез представлен преимущественно средними и твердыми абразивными горными породами. В разрезе представлены два газоносных пласта, от глубины кровли и подошвы которого зависит конструкция скважины.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2920 м на газовом месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

В качестве специального вопроса в работе проводится анализ современных технологий колтюбинга. Данная технология может быть использована в целях уменьшения стоимости добываемой нефти и газа, а также полной доработки скважины.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В данном разделе представлены исходные данные, необходимые для дальнейших расчетов.

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1.1 – Проектный стратиграфический разрез

| Глубина залегания, М | | Стратиграфическое подразделение | | Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град. | | Коэффициент кавернозности |
|----------------------|------|---------------------------------|----------------------|--|--------|---------------------------|
| От | до | название | индекс | угол | азимут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 0 | 10 | Четвертичная | Q | 0° 00' | | 1,30 |
| | | Кембрий | Є | | | |
| | | Средний-верхний | Є ₂₋₃ | | | |
| 10 | 560 | Эвенкийская св. | Є _{2-3ev} | 0° 30' | | 1,30 |
| | | Нижний отдел | Є ₁ | | | |
| 560 | 760 | Литвинцевская св. | Є _{1-2 lit} | | | |
| 760 | 1200 | Ангарская св. | Є _{1-2an} | 0° 30' | | 1,30 |
| 1200 | 1265 | Булайская св. | Є _{1bul} | 0° 30' | | 1,25 |
| 1265 | 1605 | Верхнебельская п/св. | Є _{1bls2} | 0° 30' | | 1,25 |
| 1605 | 1810 | Нижнебельская п/св. | Є _{1bls1} | 0° 30' | | 1,20 |
| 1810 | 2410 | Усольская св. | Є _{1us} | 0° 30' | | 1,20 |
| | | Венд | V | | | |
| 2410 | 2460 | Тэтэрская св. | V ttr | 0° 30' | | 1,15 |
| 2460 | 2520 | Собинская св. | V sb | 0° 30' | | 1,15 |
| 2520 | 2610 | Катангская св. | V ktq | 0° 30' | | 1,15 |

Продолжение таблицы 1.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|------|-----------------|-------|--------|---|------|
| 2610 | 2815 | Оскобинская св. | V osk | 0° 30' | | 1,15 |
| 2815 | 2930 | Ванаварская св. | V vn | | | 1,15 |
| 2930 | 3000 | Рифей | R | 20°00' | | 1,15 |

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс с страти графиче ского под- раздел ения | Интервал, м | | Горная порода (краткое название) | Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|----------------|------|---|--|
| | от | до | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Q | 0 | 10 | Супеси, суглинки | Рыхлые нецементированные породы. |
| Є ₂₋₃ ev | 10 | 560 | Алевролиты Доломиты | <i>Алевролиты</i> красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые с прожилками и гнездами. <i>Доломиты</i> серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые. |
| Є ₁₋₂ lit | 560 | 760 | Доломиты Доломито-ангидриты Глинистые доломиты Каменная соль | <i>Доломиты, доломито-ангидриты, глинистые доломиты.</i> Породы светло-серые, серые, темно-серые среднезернистые, массивные. Глинистые разности слоистые. <i>Каменная соль</i> прозрачная, бесцветная крупнокристаллическая |
| Є ₁ an | 760 | 1200 | Доломиты | <i>Доломиты</i> серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневатые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые и неравномерно глинистые до доломито-ангидритов и глинистых |

Продолжение таблицы 1.2

| Индекс с страти- графиче- ского под- раздел ения | Интервал, м | | Горная порода (краткое название) | Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|----------------|------|---|---|
| | от | до | | |
| | 1000 | 1140 | Каменная соль Долериты | <p>доломитов.</p> <p><i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая.</p> <p><i>Долериты</i> серые, темно-серые мелкокристаллические, трещиноватые.</p> |
| Є ₁ bul | 1200 | 1265 | Доломиты Известняки | <i>Доломиты и известняки</i> серые, темно-серые средне- и мелкозернистые, иногда известковистые, массивные и слоистые. Характерна неравномерная битуминозность и редко кавернозность. |
| Є ₁ bls ₂ | 1265 | 1605 | Доломиты Каменная соль | <p><i>Доломиты</i> серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые.</p> <p><i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, белая, крупнокристаллическая.</p> |
| Є ₁ bls ₁ | 1605 | 1810 | Доломиты Известняки Глинистые доломиты | <p><i>Доломиты и известняки</i> серые, темно-серые, иногда коричневатые-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, слоистые со стиллолитовыми швами.</p> <p><i>Глинистые доломиты</i> серые, зеленовато-серые, редко коричневатые-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые.</p> |
| Є ₁ us | 1810 | 2410 | Доломиты Каменная соль Долериты | <p><i>Доломиты</i> часто ангидритистые и глинистые, редко встречаются прослойки ангидритов и доломито-ангидритов. Породы серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засоленные.</p> <p><i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, иногда белая, крупнокристаллическая.</p> <p><i>Долериты</i> серые и темно-серые, среднекристаллические, часто трещиноватые.</p> |
| | 2210 | 2290 | | |

Продолжение таблицы 1.2

| Индекс с страти графи- ческог о под- раздел ения | Интервал, м | | Горная порода (краткое название) | Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.) |
|---|----------------|------|---|---|
| | от | до | | |
| V- € ₁ tt | 2410 | 2460 | Доломиты | <i>Доломиты, глинистые доомиты, ангидритистые доломиты</i> серые, зеленовато-серые, иногда темно-серые коричневатые-серые. Породы плотные, редко трещиноватые. |
| V sb | 2460 | 2520 | Доломиты | <i>Доломиты</i> серые, коричневатые-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. Породы плотные иногда трещиноватые. Ангидрит присутствует в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослойков. |
| V ktq | 2520 | 2610 | Доломиты Аргиллиты Песчаники | Неравномерно переслаивающиеся породы серые, темно-серые, красновато-коричневые и зеленовато-серые, слоистые, неравномерно ангидритистые. <i>Песчаники</i> серые, розовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые. |
| V osk | 2610 | 2815 | Алевролиты Песчаники Доломиты | <i>Алевролиты и песчаники</i> серые, темно-серые, зеленовато-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдястые, слоистые неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчаные и доломитистые. |
| V vn | 2815 | 2930 | Алевролиты Аргиллиты Песчаники | <i>Алевролиты и ангидриты</i> красные, коричневатые, слоистые <i>Песчаники</i> бурые среднезернистые, глинистые |
| R | 2930 | 3000 | Доломиты | <i>Доломиты</i> представляют собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и темно-серого цветов, плотные, неравномерно трещиноватые с редкими кавернами. Встречаются тонкие прослойки аргиллитов. |

Таблица 1.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического разделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность кг/м ³ | Пористость, % | Проницаемость мД | Глинистость, % | Карбонатность, % | Соленосность, % | Абразивность | Категория пор. по промысловой классификации (М, С, Т и т.д.) |
|--------------------------------------|-------------|------|--------------------------------|-----------------------------|---------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|--------------|--|
| | от | до | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Q | 0 | 10 | Супеси, суглинки | | | | | | | | |
| Є _{2-3ев} | 10 | 560 | Алевролит | 2600 | 4,33 | 0 | 20 | 30 | | 4,0 | С |
| | | | Доломит | 2600 | | | 20,0 | 70 | | 4,0 | С |
| Є _{1-2 lit} | 560 | 760 | Доломит | 2650 | 3,50 | 0 | 30 | - | | 4-5,5 | СТ |
| | | | Каменная соль | 2200 | 0,1 | 0 | - | - | 100 | 2 | СТ |
| Є _{1ап} | 760 | 1200 | Доломит | 2730 | 3,51 | 0 | 5,0 | 100 | - | 4-5,5 | СТ |
| | | | Каменная соль | 2200 | 0,1 | 0 | - | - | 100 | 2 | СТ |
| | 1000 | 1140 | Долерит | 3020 | 0,1 | 0,0167 | - | 0 | - | 8,0 | К |

Продолжение таблицы 1.3

| Индекс стратиг- рафичес- кого разде ления | Интервал,м | | Краткое название горной породы | Плот- ность кг/м ³ | Порис- тость, % | Прони- цае- мость мД | Гли- нис- тость, % | Кар- бонат- ность, % | Соле- нос- ность % | Абразив- ность | Категория пор. по про- мысловой классифика ц. (М, С, Т и т.д.) |
|--|------------|------|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------|--|
| | от | до | | | | | | | | | |
| Є ₁ bul | 1200 | 1265 | Доломит | 2760 | 3,1 | 0,12 | 0 | 100 | - | 5,5 | СТ |
| Є ₁ bls ₂ | 1265 | 1605 | Доломит | 2730 | 2,73 | 1,03 | 10 | 80 | - | 5,0-5,5 | СТ |
| | | | Каменная соль | 2580 | 0,62 | 0,01 | - | 0 | 100 | 2 | СТ |
| Є ₁ bls ₁ | 1605 | 1810 | Доломит | 2720 | 4,29 | 1,0643 | 5,0 | 80,0 | | 5,5 | СТ |
| | | | Известняк | 2720 | 0,94 | 0,6489 | 5,0 | 92,88 | | 5,0 | СТ |
| Є ₁ us | 1810 | 2410 | Доломит | 2610 | 1,9 | 1,1 | 5,0 | 80,0 | | 5,0-5,5 | СТ |
| | | | Каменная соль | 2170 | 0,1 | 0 | - | - | 100 | 2,0 | СТ |
| | 2210 | 2290 | <i>Долерит</i> | 3020 | 0,1 | 0,0167 | | | | 8,0 | К |
| V- Є ₁ tt | 2410 | 2460 | Доломит | 2830 | 1,59 | 0,01 | 15,0 | 87 | | 6 | Т |
| Vsb | 2460 | 2520 | Доломит | 2770 | 2,65 | 0,6278 | 15 | 80 | | 6 | Т |
| Vktg | 2520 | 2610 | Доломит | 2710 | 2,7 | 0,1311 | 15 | 59 | | 8 | Т |
| | | | Аргиллит | 2580 | 6,95 | 0,29 | 70 | 27 | | 4,5 | Т |

Продолжение таблицы 1.3

| Индекс стратиг- рафичес- кого разде ления | Интервал,м | | Краткое название горной породы | Плот- ность кг/м ³ | Порис- тость, % | Прони- цае- мость мД | Гли- нис- тость, % | Кар- бонат- ность, % | Соле- нос- ность % | Абразив- ность | Категория пор. по про- мысловой классифика ц. (М, С, Т и т.д.) |
|--|------------|------|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------|--|
| | от | до | | | | | | | | | |
| | | | Песчаник | 2620 | 50,9 | 0,7053 | 20 | 10 | | 7 | Т |
| Vosk | 2610 | 2815 | Алевролит | 2560 | 6,31 | 1,8733 | 30 | 34 | | 6,0 | Т |
| | | | Песчаник | 2620 | 50,9 | 0,7053 | 20 | 10 | | 7 | Т |
| | | | Доломит | 2730 | 2,44 | 10,93 | 10 | 88,0 | | 9,0 | Т |
| V vn | 2815 | 2930 | Алевролит | 2560 | 6,31 | 1,8733 | 30 | 34 | | 6,0 | Т |
| | | | Аргиллит | 2580 | 6,95 | 0,29 | 70 | 27 | | 4,5 | Т |
| | | | Песчаник | 2620 | 50,9 | 0,7053 | 20 | 10 | | 7 | Т |
| R | 2930 | 3000 | Доломит | 2760 | 2,5 | 1,86 | 10 | 81 | | 6,0 | Т |

Таблица 1.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс страти- графическо- го подраз- деления | Интервал, м | | Градиент давления | | | | | | | | | | | Температура в конце интервала | | |
|---|------------------|-------------|-------------------|-------------|---------------------------------|--------------|-------------|---------------------------------|---------------------|-------------|---------------------------------|--------------|-------------|-------------------------------------|--------|---------------------------------|
| | | | пластового | | | порового | | | гидро разрыва пород | | горное | | | | | |
| | от (верх) | до (низ) | МПа на м | | источ- ник полу- чения | МПа на м | | Источ- ник полу- чения | МПа на м | | Источ- ник полу- чения | МПа на м | | источ- ник полу- чения | градус | Источ- ник полу- чения |
| | | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | от (верх) | до (низ) | | | |
| Є _{2-3ev} | 10 | 560 | 0,0098 | 0,0098 | РФЗ | - | - | - | 0,0154 | 0,0154 | РАС | - | - | - | 3-5 | РФЗ |
| Є ₁₋₂ lit-Є ₁ an | 560 | 1200 | 0,0108 | 0,0108 | РФЗ | - | - | - | 0,0154 | 0,0154 | РАС | - | - | - | 10 | РФЗ |
| Є _{1bul} | 1200 | 1265 | 0,0100 | 0,0100 | РФЗ | - | - | - | 0,0159 | 0,0159 | РАС | - | - | - | 11-12 | РФЗ |
| Є _{1bls} | 1265 | 1810 | 0,0104 | 0,0104 | РФЗ | - | - | - | 0,0162 | 0,0162 | РАС | - | - | - | 11-12 | РФЗ |
| Є _{1us} | 1810 | 2410 | 0,0110 | 0,0110 | РФЗ | - | - | - | 0,0166 | 0,0166 | РАС | - | - | - | 18-20 | РФЗ |
| Венд | 2410 | 2930 | 0,0100 | 0,0100 | РФЗ | - | - | - | 0,0169 | 0,0169 | РАС | - | - | - | 21-37 | РФЗ |
| R | 2930 | 3000 | 0,0097 | 0,0097 | РФЗ | - | - | - | 0,0167 | 0,0167 | РАС | - | - | - | 42-48 | РФЗ |

1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади)

Таблица 1.5 – Газоносность по разрезу скважины

| Индекс стра- тиграфичес кого подраз- деления | Интервал,м | | Тип коллек- тора | Состо- я-ние (газ, конде н-сат) | Содержание % по объему | | Относит . по воздуху плотнос ть газа | Коэфф. Сжимаем ости газа в пласт. усл. | Свобо д ный дебит, тыс.м ³ / с | Плотность газоконденсата, кг/м ³ | | Фазовая проницаемо сть мкм ² |
|---|------------|------|------------------------|---|---------------------------|----------------------|--|---|--|---|-------|--|
| | от | до | | | в пласт. услов. | на устье скважины | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| V, ktq | 2580 | 2610 | Порово- трещин-ный | газ | - | 0,668 | 0,84 | 0,844 | 50 | - | 628,0 | менее 0,1 |
| V, vn | 2840 | 2890 | Порово- трещин-ный | газ | - | 0,668 | 0,74 | 0,821 | 100 | - | 680,0 | менее 0,1 |

Таблица 1.6 – Водоносность по разрезу скважины

| Стратиграф. индекс | Интервал залегания водоносных горизонтов, | | Тип коллектора поры, трещины, каверны | Плотность кг/м ³ | Дебит, м ³ /сут | Фазов. Проницаемость, мкм ² | Химический состав воды в мг-эквивалентной форме | | | | | | Степень минерализации г/л | Тип воды по Сулину | Относится ли к источнику питьевого водоснабжения |
|--------------------------------|---|------------|---------------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--|---|------------------------------|------------------|---------------------------------|------------------|------------------|---------------------------|--------------------|--|
| | от (верх) м | до (низ) м | | | | | анионы | | | катионы | | | | | |
| | | | | | | | Cl ⁻ | SO ₄ ⁻ | HCO ₃ | Na ⁺ +K ⁺ | Mg ⁺⁺ | Ca ⁺⁺ | | | |
| Є _{2-3 ev} | 0 | 200 | Поровый | 1050 | 200 | - | | | | | | | 10,0 | ХНК | Да |
| Є _{1 bul} | 1200 | 1265 | Каверн.-трещин. | - | - | - | | | | | | | | ХНК | Нет |
| Є _{1 bls₁} | 1730 | 1770 | Каверн.-трещин. | - | - | - | | | | | | | | ХНК | Нет |
| *Є _{1 us (os)} | 2310 | 2350 | Каверн.-трещин. | 1270 | 2,8 | - | 5735 | 10,66 | 16,15 | 2799 | 675 | 2335 | 300-450 | ХНК | Нет |
| V osk | 2620 | 2650 | Порово-трещинный | 1175 | - | менее 0,1 | 5430 | 77 | 4,0 | 4049 | 1410 | 50 | 234,1 | ХКН | Нет |

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 1.7 – Возможные поглощения бурового раствора по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час | Расстояние от устья скв. до статического уровня при его снижении, м | Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) | Градиент давления поглощения, МПа х м | | Условия возникновения |
|---|-------------|------|--|---|--|---------------------------------------|--------------------------|--|
| | от | До | | | | при вскрытии | после изоляционных работ | |
| Є _{2-3ев} | 40 | 560 | до полного | 65 | да | 0,0129 | 0,020 | |
| Є _{1 an} | 990 | 1150 | до полного | 180 | да | 0,0131 | 0,020 | При прохождении выщелаченных пород. На контактах вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах. |
| Є _{1 bul} | 1200 | 1265 | частичное | - | нет | 0,0129 | 0,020 | При прохождении трещиноватых кавернозных пород. |
| Є _{1 bls₁} | 1730 | 1770 | до 6 м ³ /час | 200 | да | 0,0129 | 0,020 | Горные породы склонны к гидроразрыву. При нарушении технологии бурения. |

Продолжение таблицы 1.7

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час | Расстояние от устья скв. до статического уровня при его снижении, м | Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) | Градиент давления поглощения, МПа х м | | Условия возникновения |
|---|-------------|------|--|---|--|---------------------------------------|--------------------------|---|
| | от | До | | | | при вскрытии | после изоляционных работ | |
| Є _{1 us} | 2200 | 2300 | до полного | 250 | да | 0,0133 | 0,020 | На контакте вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах |
| V , ktq | 2580 | 2610 | до 12 м ³ /час | 250 | да | 0,0127 | 0,020 | Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород |
| V , osk | 2610 | 2650 | частичное | - | нет | 0,0127 | 0,020 | Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород |
| V , vn | 2840 | 2920 | до 16 м ³ /час | 65 | да | 0,0127 | 0,020 | Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород |
| Рифей | 2930 | 2950 | до полного | 380 | да | 0,0123 | 0,020 | Естественная трещиноватость и кавернозность пород, низкие пластовые давления. |

Таблица 1.8 – Возможные нефтегазоводопроявления по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ) | Длина столба газа при ликвидации и газопроявлений, м | Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³ | | Условия возникновения | Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.) |
|---|-------------|------|---|--|--|-----------|---|--|
| | от | до | | | внутреннего | наружного | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Є _{2-3 ev} | 0 | 220 | вода | - | - | - | Нарушение технологии промывки скважины | Увеличение объема и изменение параметров ПЖ. |
| Є _{1 bul} | 1200 | 1265 | вода | - | - | - | | |
| Є _{1 bls₁} | 1730 | 1770 | вода | - | - | - | | |
| Є _{1 us} | 2310 | 2350 | вода | - | - | - | | |
| V, ktq | 2580 | 2610 | газ | 2610 | 0,84* | 0,84* | При создании депрессии на пласт за счет снижения давления в | Разгазирование, переливы, выбросы ПЖ. |
| V, osk | 2620 | 2650 | вода | - | - | - | | Увеличение объема и изменение параметров ПЖ. |

Продолжение таблицы 1.8

| | | | | | | | | |
|-------|------|------|-----|------|-------|-------|--|---------------------------------------|
| V, vn | 2840 | 2890 | газ | 2880 | 0,74* | 0,74* | стволе скважины. Причины: катастрофическое поглощение, нарушении технологии бурения. | Разгазирование, переливы, выбросы ПЖ. |
|-------|------|------|-----|------|-------|-------|--|---------------------------------------|

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

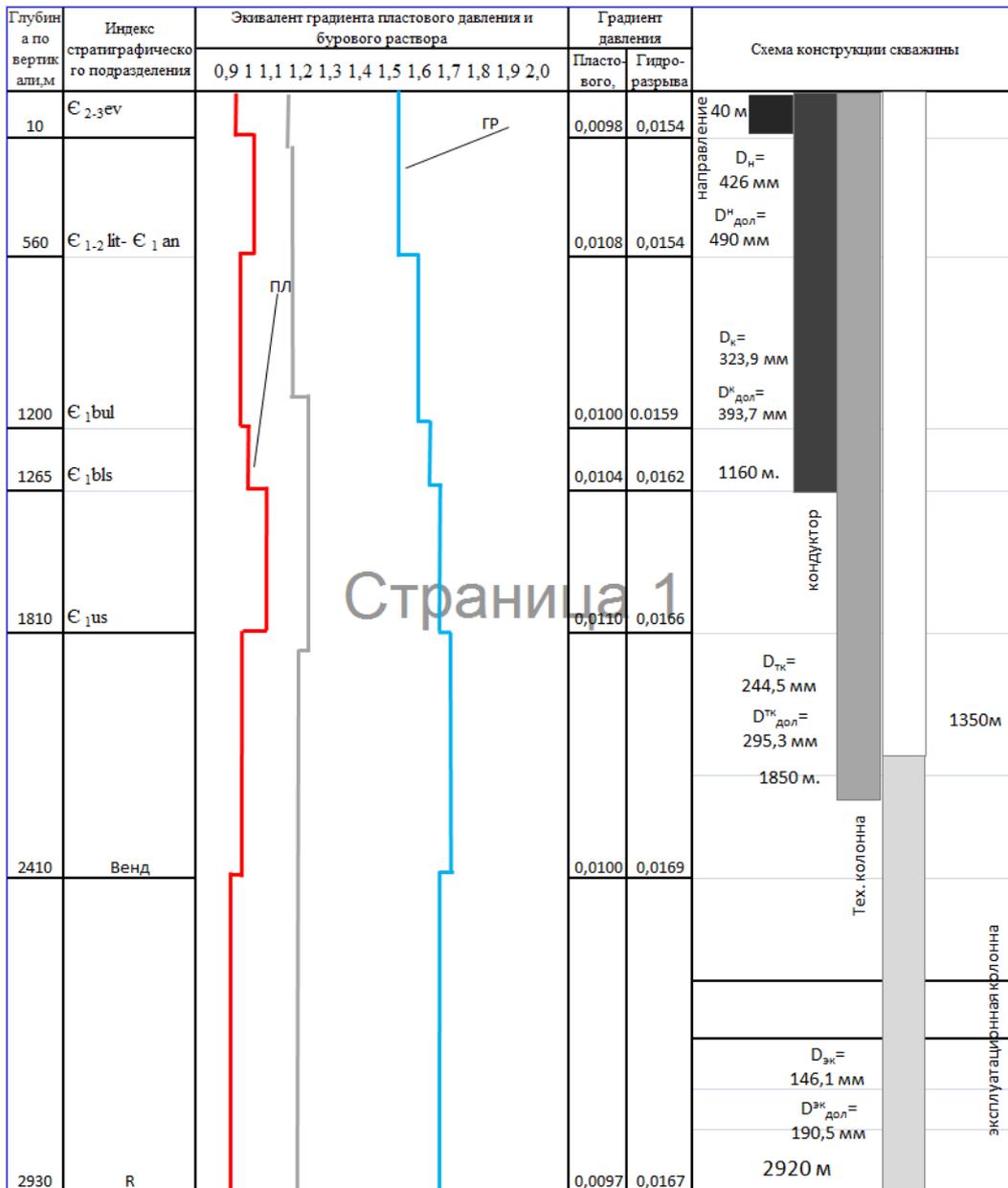


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

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 (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 10 м четвертичные отложения и согласно литологической

характеристике разреза скважины возможны осыпи и обвалы в интервале до 40 м, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

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

В моём варианте имеется два продуктивных пласта с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по пластам

| ИМЯ ПЛАСТА | V, ktq | V, vn |
|---------------------|--------|--------|
| $L_{кр}$ | 2580 | 2840 |
| $\Gamma_{пл}$ | 0,01 | 0,01 |
| $\Gamma_{грп}$ | 0,0154 | 0,0154 |
| $\gamma=$ | 0,84 | 0,74 |
| Расчетные значения | | |
| $P_{пл}$ | 25,8 | 28,4 |
| $P_{гр}$ | 26,18 | 28,49 |
| e^s | 1,08 | 1,08 |
| $P_{пл}/e_s$ | 23,96 | 26,39 |
| $L_{конд\ min}$ | 1700 | 1850 |
| Требуемый запас | 1,09 | 1,08 |
| Принимаемая глубина | 1850 | |

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1850 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1850 м. С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до

глубины 1850 м и достаточно спустить на глубину 1160 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2920 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1160 м.

Тех. колонна цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1850 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как в моем варианте 2 газовых пласта интервал цементирования будет составлять 1570 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146.1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190.5 мм.

Диаметр тех. колонны 244,5 мм, а диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр направления составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 27,05 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-350/80x35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-146х245х324 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м | | Способ бурения |
|----------------------------------|------|---|
| от | до | |
| 0 | 40 | Роторный |
| 40 | 1160 | Гидравлический забойный двигатель (ВЗД) |
| 1160 | 1850 | Гидравлический забойный двигатель (ВЗД) |
| 1850 | 2920 | Гидравлический забойный двигатель(ВЗД) |
| 2830 | 2900 | Роторный(отбор керна) |

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбрано трехшарошечное долото для интервала бурения под направление, PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними по твердости горными породами, а

проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор и техническую колонну проектируется PDC долото марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения, а так же требуемую проходку. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен преимущественно твердыми горными породами.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

| Интервал, м | | 0–40 | 40–1160 | 1160-1850 | 1850–2920 | 2830-2900 |
|--------------------------|---------------|------------------|------------------|------------------------------|-------------------|----------------------|
| Шифр долота | | 490,0 GRDP425 | 393,7 FD816MH | 295,3 FD 388MH-A66- 01 | У8 190,5 ST 3Т | У9 190,5/80 SC 3Т |
| Тип долота | | Шарошечное | PDC | PDC | PDC | PDC |
| Диаметр долота, мм | | 490,0 | 393,7 | 295,3 | 190,5 | 190,5 |
| Тип горных пород | | С | СТ | СТ | Т | Т |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | 3 177 | 3 177 | 3 152 | 3 117 | МК150х6х 1:8 |
| | API | 7 5/8 | 7 5/8 | 6 5/8 | 4 1/2 | |
| Длина, м | | 0,53 | 0,45 | 0,441 | 0,35 | 0,22 |
| Масса, кг | | 295,7 | 180 | 90 | 30 | 22 |
| G, тс | Рекомендуемая | 8-30 | 5-15 | 7-13 | 4-8 | 2-6 |
| | Максимальная | 30 | 15 | 13 | 8 | 6 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 40-280 | 120 | 140 | 80-220 | 60-180 |
| | Максимальная. | 280 | 300 | 250 | 220 | 180 |

1. Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над

долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

2. Для бурения всех интервалов проектируются калибраторы с прямыми лопастями, которые позволят уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типов калибраторов обусловлен тем, что интервалы сложены средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

| Интервал, м | | 0-40 | 40-1160 | 1160-1850 | 1850-2920 |
|--------------------------|------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Шифр калибратора | | 3-К490,0 СТ | 2-КА393,7 СТК | 1-КА295,3 СТК | КЛ 190,5 СТК |
| Тип калибратора | | С прямыми лопастями | С прямыми лопастями | С прямыми лопастями | С прямыми лопастями |
| Диаметр калибратора, мм | | 490,0 | 393,7 | 295,3 | 190,5 |
| Тип горных пород | | С | СТ | СТ | Т |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | H171/M171 | H171/M171 | H152/M152 | H133/M133 |
| | API | - | - | - | - |
| Длина, м | | 1,07 | 0,825 | 0,395 | 0,4 |
| Масса, кг | | 450 | 261 | 93 | 43,6 |

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

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 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты осевой нагрузки на долото

| Интервал, м | 0-40 | 40-1160 | 1160-1850 | 1850-2920 | 2830-2900 |
|---------------------------|------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | |
| D _д , см | 49,0 | 39,37 | 29,53 | 19,05 | 19,05 |
| G _{пред} , Т | 30 | 15 | 13 | 8 | 6 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| G _{доп} , Т | 24 | 12 | 10,4 | 6,4 | 4,8 |
| G _{проект} , Т | 6 | 10 | 10 | 6 | 2 |

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 6 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 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 представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты частоты вращения долота

| Интервал, | 0-40 | 40-1160 | 1160-1850 | 1850-2920 | 2830-2900 |
|---------------------------------|-------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | |
| V _д , м/с | 1,8 | 1,5 | 1,2 | 1 | 1 |
| D _д | м | 0,490 | 0,3937 | 0,2953 | 0,1905 |
| | мм | 490,0 | 393,7 | 295,3 | 190,5 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| n ₁ , об/мин | 70 | 73 | 78 | 100 | 100 |
| n _{стат} , об/мин | 40-60 | 100-140 | 100-160 | 100-180 | 20-40 |
| n _{проект} , об/мин | 40 | 120 | 130 | 140 | 20 |

2.3.5 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 2.7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 60 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 38 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.7 – Расход бурового раствора

| Интервал | 0-40 | 40-1160 | 1160-1850 | 1850-2920 |
|-------------------|--------|---------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | |
| D_d , м | 0,49 | 0,3937 | 0,2953 | 0,1905 |
| K | 0,55 | 0,5 | 0,4 | 0,35 |
| K_k | 1,3 | 1,3 | 1,25 | 1,15 |
| $V_{кр}$, м/с | 0,145 | 0,135 | 0,13 | 0,12 |
| V_m , м/ч | 40 | 35 | 25 | 25 |
| $d_{бг}$, м | 0,127 | 0,127 | 0,127 | 0,127 |
| $d_{нмах}$, м | 0,0206 | 0,0175 | 0,0127 | 0,0095 |
| n | 3 | 8 | 8 | 8 |
| $V_{кпмин}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,75 | 1 |

Продолжение таблицы 2.7

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|--------|-------|-------|-------|
| $\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| ρ_p , г/см ³ | 1,181 | 1,184 | 1,234 | 1,189 |
| $\rho_{п}$, г/см ³ | 2 | 2,6 | 2,65 | 2,7 |
| Результаты проектирования | | | | |
| Q ₁ , л/с | 104 | 61 | 27 | 10 |
| Q ₂ , л/с | 111 | 98 | 41 | 17 |
| Q ₃ , л/с | 88 | 55 | 42 | 16 |
| Q ₄ , л/с | 36 | 82 | 60 | 45 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | | |
| ΔQ , л/с | 36-111 | 55-98 | 27-60 | 10-45 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | | |
| Q _{проект} , л/с | 45 | 70 | 60 | 38 |

Где Q₁ – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;

Q₂ – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность,
л/с;

Q₃ – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

Q₄ – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал | | 0-40 | 40-1160 | 1160-1850 | 1850-2920 |
|---------------------------|----|-------|---------|-----------|-----------|
| Исходные данные | | | | | |
| D _д | м | 0,490 | 0,3937 | 0,2937 | 0,1905 |
| | мм | 490,0 | 393,7 | 293,7 | 190,5 |
| G _{ос} , кН | | 59 | 98 | 98 | 59 |
| Q, Н*м/кН | | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | | |
| D _{зд} , мм | | - | 315 | 235 | 152 |
| M _р , Н*м | | - | 4979 | 3771 | 1529 |
| M _о , Н*м | | - | 197 | 148 | 95 |
| M _{уд} , Н*м/кН | | - | 49 | 37 | 24 |

Для бурения интервала под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДР-286.3.60 IDT, который позволяет бурить прямолинейные участки, а так же при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для бурения интервала под техническую колонну был выбран винтовой забойный двигатель МВР-240Т, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при бурении горных пород средней твердости. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165, высокие мощностные показатели которого, позволяют эффективно бурить твердые горные породы. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|-----------------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДР-286.3.60 IDT | 40-1160 | 286 | 8,2 | 2547 | 47-95 | 108-228 | 15,8 | 70-290 |
| МВР-240Т | 1160-1850 | 240 | 9,6 | 2365 | 30-75 | 86-245 | 10,59 | 106-288 |
| ДГР-165.7/8.49 | 1850-2920 | 166 | 7,1 | 1015 | 17-38 | 70-160 | 15,5 | 211 |

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении А.

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 182,4 и 191,9 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{тк-300}}=182,4 \cdot 0,9 = 164,16 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}}=191,9 \cdot 0,9 = 172,71 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{164,16}{111,67} = 1,47 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{172,71}{111,67} = 1,55 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10

| Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента) | Интервал по стволу, м | | Характеристика бурильной трубы | | | | | Длина секции, м | Масса, т | | Коэффициент запаса прочности на трубы | | | |
|---|-----------------------|----------|--------------------------------|----------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------|-----------------|----------|---------------------------|---------------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | тип (шифр) | наружный диаметр, мм | марка (группа прочности) материала | толщина стенки, мм | тип замкового соединения | | секции | нарастающая с учетом КНБК | На выносливость | На статическую прочность | в клиновом захвате (L=300 мм) | в клиновом захвате (L=400 мм) |
| бурение | 0 | 40 | ПК 127х9 | 127 | л | 9,19 | 3-133 | 40 | 0,075 | 12.40 | 4,02 | >10 | >10 | >10 |
| бурение | 40 | 1160 | ПК 127х9 | 127 | л | 9,19 | 3-133 | 1120 | 34.24 | 49.77 | | 3.59 | 4,4 | 4,9 |
| бурение | 1160 | 1850 | ПК 127х9 | 127 | л | 9,19 | 3-133 | 690 | 56.33 | 71.64 | | 2,60 | 2.58 | 2,70 |
| бурение | 1850 | 2920 | ПК 127х9 | 127 | л | 9,19 | 3-133 | 1000 | 91.30 | 97,65 | | 2.09 | 1.50 | 1.58 |
| отбор керна | 2830 | 2900 | ПК 127х9 | 127 | л | 9,19 | 3-133 | 70 | 90,67 | 92.34 | 2.50 | 2,08 | 1,56 | 1,63 |

Таблица 2.10

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

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

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой

раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор и техническую колонну:

Для бурения интервалов 40–1160 м под кондуктор и 1160–1850 под техническую колонну во избежание кавернообразований рекомендуется использовать минерализованный глинистый раствор на водной основе, т.к. на данных интервалах присутствуют пласты каменной соли существенной протяженности.

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну:

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же присутствует наличие солей в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде кавернообразований, набухания глин, так же на данном интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы так же решаются с использованием минерализованного глинистого раствора.

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

Направление, интервал 0-40м:

$$\rho_{бр} = \frac{0,1}{9,81} * 1,17 * 10^5 = 1181,3 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right], \quad (2.1)$$

Кондуктор, интервал 40-1160м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{0,1}{9,81} * 1,15 * 10^5 = 1184,6 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right], \quad (2.2)$$

Техническая колонна, интервал 1160-1850

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{0,1}{9,81} * 1,15 * 10^5 = 1234,1 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right], \quad (2.3)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1850-2920м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{0,105}{9,81} * 1,06 * 10^5 = 1189,2 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right], \quad (2.4)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 2.11-2.16.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

| Класс | Назначение | Концентрация, кг/м ³ | Название материала |
|-----------------------|---|---------------------------------|-----------------------|
| Регулятор pH | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 1 | Каустическая сода |
| Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 60 | Глина ПБМБ |
| Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 1 | Кальцинированная сода |
| Утяжелитель | Регулирование плотности | 169,14 | Барит |

Таблица 2.12 – Технологические свойства бентонитового раствора

| Регламентируемые свойства | Значение |
|-------------------------------------|-----------|
| Плотность, г/см ³ | 1,181 |
| Условная вязкость, с | 50 и выше |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 12 |
| Содержание песка, % | < 2 |

Таблица 2.13 – Компонентный минерализованного глинистого раствора

| Состав раствора | Содержание, кг/м ³ |
|------------------------|--|
| Кальцинированная сода | 1 |
| Глинопорошок | 90 |
| Каустическая сода | 0,45 |
| РАС HV | 4 |
| РАС LV | 9 |
| NaCl техническая соль | 120 |
| ATREN-ANTIFOAM МАРКИ В | 0,2 |
| CaCO ₃ Мел | 124,98 (кондуктор), 150,31 (техн. колонна) |
| ReoLub | 1,29 |
| Сайпан | 3,5 |

Таблица 2.14 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора

| | |
|-------------------------------------|---|
| Плотность, г/см ³ | 1184,6(кондуктор), 1234,1 (тех. колонна) |
| Условная вязкость, с | 25-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 10-25 |
| ДНС, дПа | 40-80 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 24-90/36-135 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | 3-5 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Таблица 2.15 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора

| Состав раствора | Содержание, кг/м ³ |
|------------------------|-------------------------------|
| Кальцинированная сода | 1 |
| Глинопорошок | 90 |
| Каустическая сода | 0,45 |
| РАС HV | 4 |
| РАС LV | 9 |
| NaCl техническая соль | 120 |
| ATREN-ANTIFOAM МАРКИ В | 0,2 |
| CaCO ₃ Мел | 68,12 |
| ReoLub | 1,29 |
| Сайпан | 3,5 |

Таблица 2.16 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора

| | |
|--|--------------|
| Плотность, г/см ³ | 1,189 |
| Условная вязкость, с | 25-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 10-25 |
| ДНС, дПа | 40-80 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 24-90/36-135 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | 3-5 |
| рН | 8-9 |
| 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 приложении Б в таблице Б.2.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б в таблице Б.1.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.17, 2.18, 2.19.

Таблица 2.17– Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м | | Вид техно- логической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см ² к.п. | Схема промывки | Гидромониторны е насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, кВт |
|------------------------------|----------|--------------------------------------|--|--|----------------|-----------------------------|-------------|-------------------------------|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | | кол-во | диамет р | | |
| Под направление | | | | | | | | | |
| 0 | 40 | БУРЕНИЕ | 0,278 | 0,034 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 3 | 15,9 | 108,4 | 529,5 |
| Под кондуктор | | | | | | | | | |
| 40 | 1160 | БУРЕНИЕ | 0,366 | 0,042 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 4 | 12,7 | 100,6 | 360,9 |
| Под техническую колонну | | | | | | | | | |
| 1160 | 1850 | БУРЕНИЕ | 0,606 | 0,065 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 6 | 9,5 | 103,9 | 348 |
| Под эксплуатационную колонну | | | | | | | | | |
| 1850 | 2920 | БУРЕНИЕ | 2,059 | 0,155 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 8 | 11,1 | 57,1 | 101,2 |
| 2830 | 2900 | ОТБОР КЕРНА | 1,86 | 0,131 | ПЕРИФЕРИЙНАЯ | 9 | 7 | 108 | 306,3 |

Таблица 2.18 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Тип | Количество | Режим работы бурового насоса | | | | | | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|----------|------------------------------|----------|------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|---|
| | | | | | КП Д | диаметр цилиндрических втулок, мм | допустимое давление, кгс/см ² | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | производительность, л/с | |
| от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | | |
| 0 | 40 | БУРЕНИЕ | УНБТ-750 | 2 | 90 | 170 | 175,1 | 0,85 | 135 | 32,3 | 64,6 |
| 40 | 1160 | БУРЕНИЕ | УНБТ-750 | 2 | 90 | 150 | 225,0 | 0,85 | 135 | 25,5 | 51 |
| 1160 | 1850 | БУРЕНИЕ | УНБТ-750 | 2 | 90 | 140 | 238,5 | 0,85 | 135 | 22,1 | 44,2 |
| 1850 | 2920 | БУРЕНИЕ | УНБТ-750 | 2 | 90 | 140 | 238,5 | 0,85 | 135 | 22,1 | 44,2 |
| 2830 | 2900 | ОТБОР КЕРНА | УНБТ-750 | 2 | 90 | 130 | 293,4 | 0,85 | 135 | 18,7 | 37,4 |

Таблица 2.19– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ² | Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в | | | | |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| | | | | элементах КНБК | | бурильной колонне | кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
| от (верх) | до (низ) | | | насадках долота | забойном двигателе | | | |
| 0 | 40 | БУРЕНИЕ | 100,0 | 82,0 | 0 | 8,6 | 0,1 | 10 |
| 40 | 1160 | БУРЕНИЕ | 178,5 | 70,8 | 36,1 | 59,9 | 1,7 | 10 |
| 1160 | 1850 | БУРЕНИЕ | 223,1 | 78,7 | 52,2 | 77,2 | 5,0 | 10 |
| 1850 | 2920 | БУРЕНИЕ | 190,4 | 22,9 | 21,5 | 111,1 | 25,0 | 10 |
| 2830 | 2900 | ОТБОР КЕРНА | 185,3 | 81,9 | 0 | 73,2 | 20,1 | 10 |

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна: 2830-2900 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 2.20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

| Интервал | Тип керноотборного снаряда | Параметры режима бурения | | |
|-----------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| | | Осевая нагрузка, т | Частота вращения инструмента, об/мин | Расход бурового раствора, л/сек |
| 2830-2900 | УКР 164Х80 | 2-5 | 20-40 | 15-20 |

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

| Параметр | Значение | Параметр | Значение |
|---|----------|---|----------|
| Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³ | 1020 | Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³ | 1050 |
| Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³ | 1450 | Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³ | 1850 |
| | | Глубина скважины, м | 2920 |
| Высота столба буферной жидкости h_1 , м | 1350 | Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м | 440 |
| Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м | 10 | Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м | 1570 |

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 эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

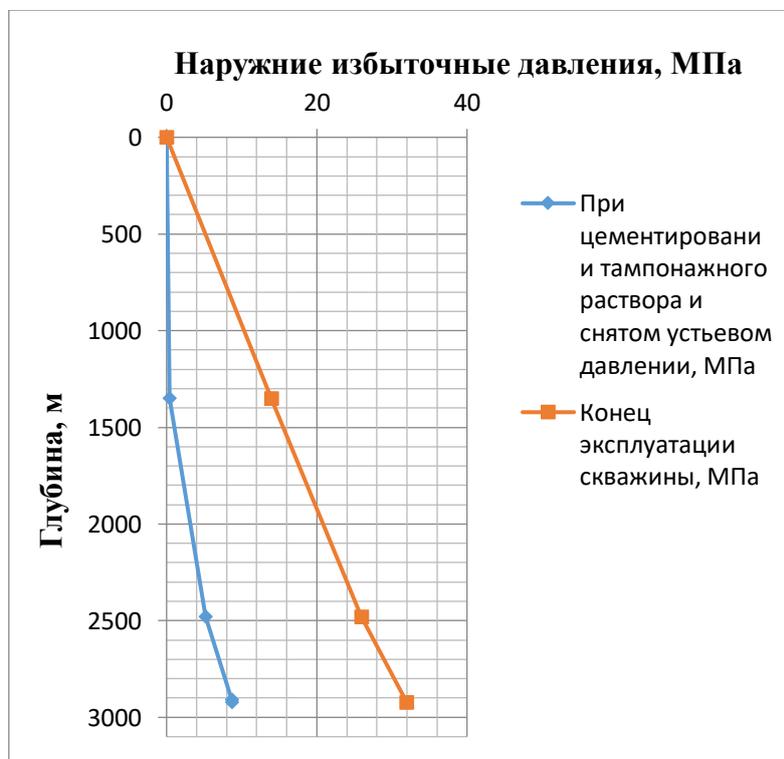


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

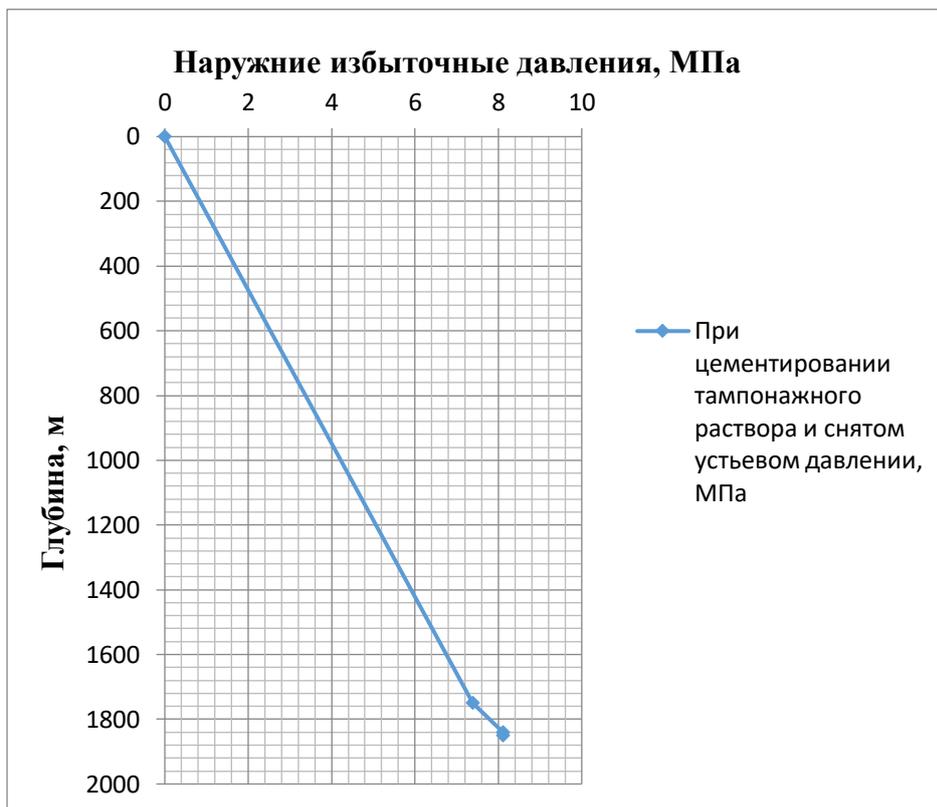


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

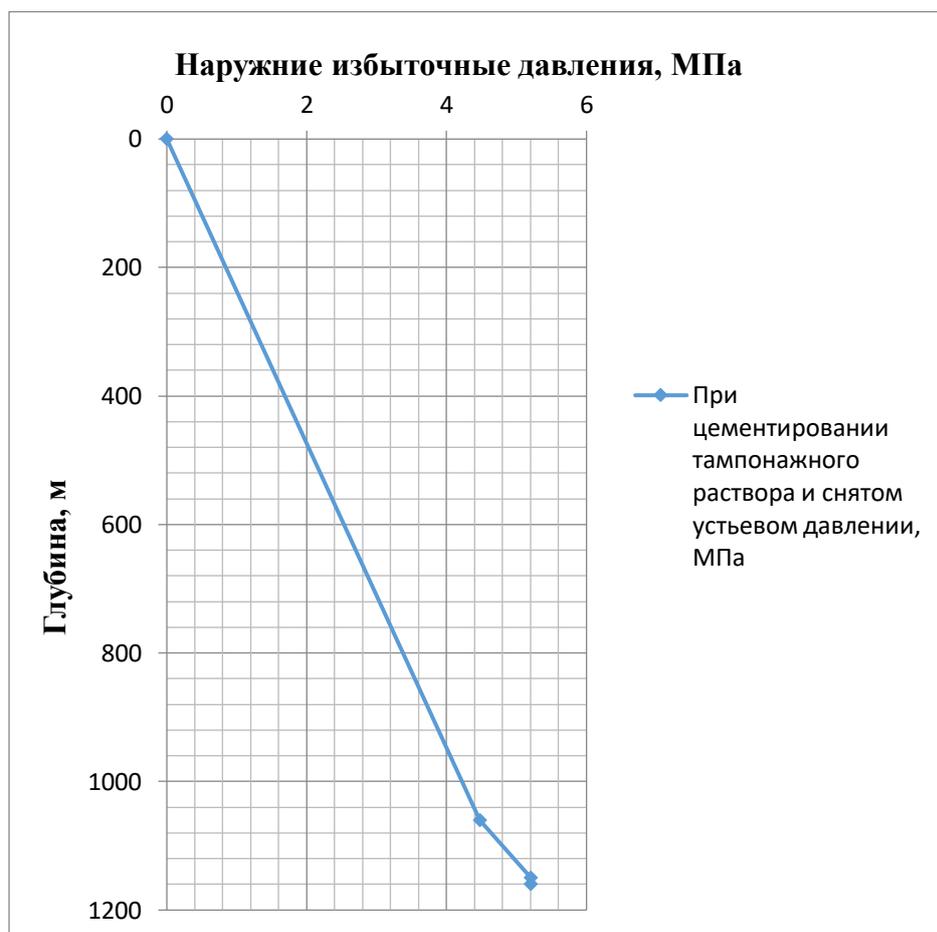


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 4, 5 и 6 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

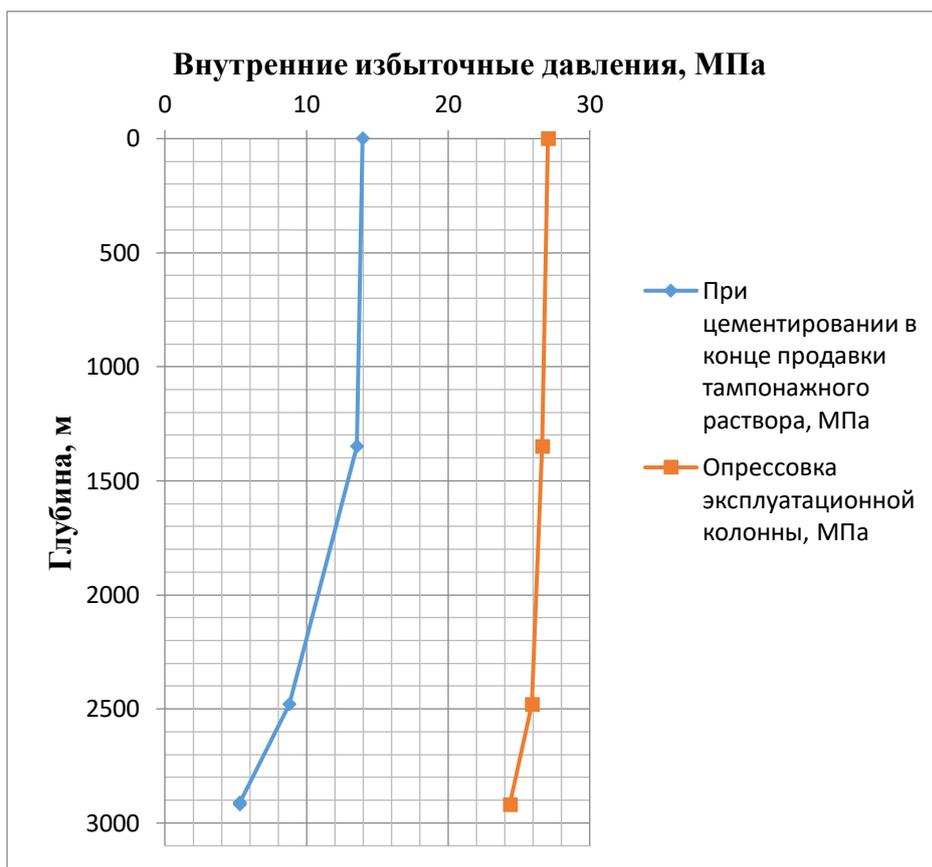


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

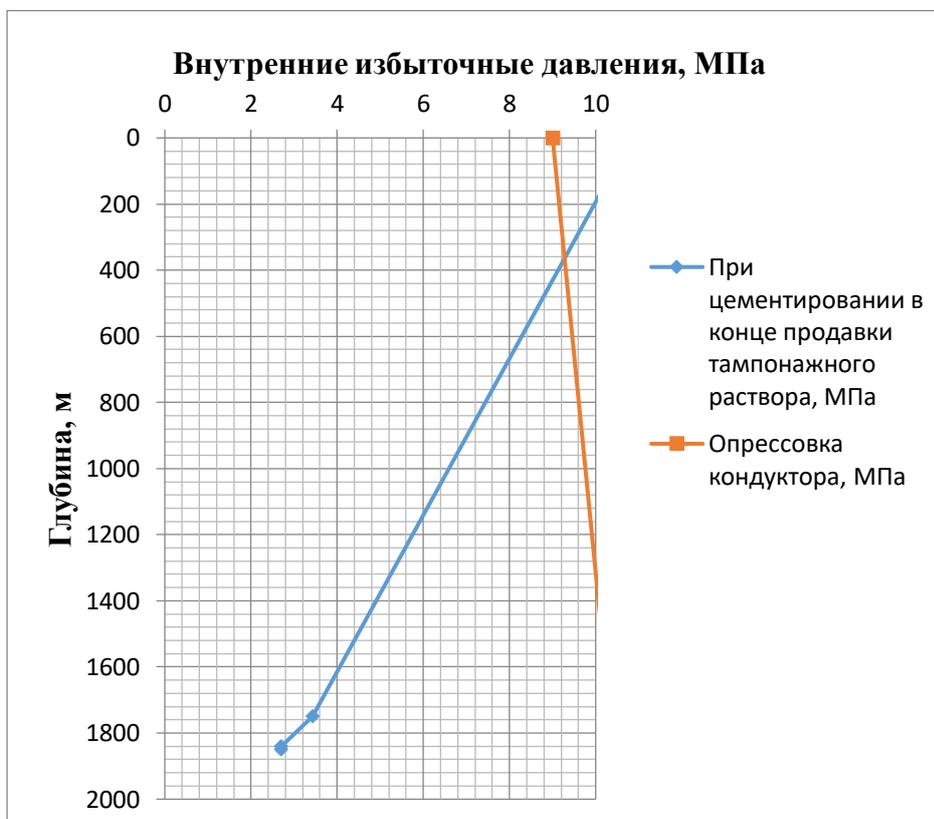


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

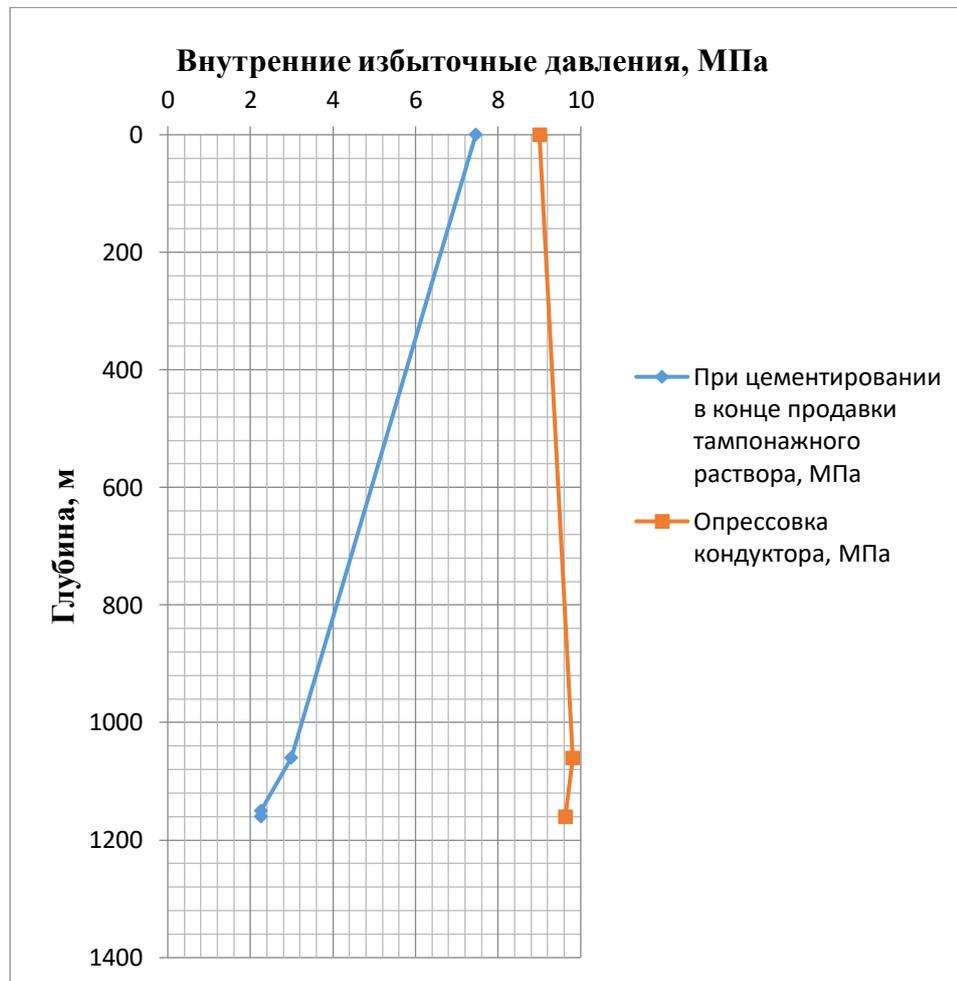


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристика обсадных колонн

| № секций | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|--------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Направление | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 10 | 40 | 104,4 | 4176 | 4176 | 0-40 |
| Кондуктор | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 8,5 | 1160 | 67,2 | 77952 | 77952 | 0-1160 |
| Техническая колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТГ | Е | 8,9 | 1850 | 53,2 | 98420 | 98420 | 0-1850 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТГ | Е | 8,5 | 2920 | 29,2 | 85264 | 85264 | 0-2920 |

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Обоснование способа цементирования

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м | Количество элементов на | Суммарное количество, |
|-------------------|--------------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
|-------------------|--------------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|

Продолжение таблицы 2.23

| Д _{усл} | | От (верх) по стволу | До (низ) по стволу | интервале, шт | шт |
|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|--------------------------|------------------|----|
| Эксплуатационная, 146 мм | БКМ-146 («Уралнефтемаш») | 2920 | 2920 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-146 («Уралнефтемаш») | 2910 | 2910 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-146/191 («НефтьКам») | 0 | 1820 | 41 | 88 |
| | | 1820 | 1880 | 6 | |
| | | 1880 | 2580 | 24 | |
| | | 2580 | 2610 | 3 | |
| | | 2610 | 2840 | 6 | |
| | | 2840 | 2890 | 5 | |
| | | 2890 | 2915 | 1 | |
| | 2915 | 2920 | 2 | | |
| | ЦТ-146/191 («НефтьКам») | 2570 | 2620 | 6 | 14 |
| 2830 | | 2900 | 8 | | |
| ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш») | 2910 | 2910 | 1 | 1 | |
| ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш») | 2900 | 2900 | 1 | 1 | |
| Тех. Колонна 245мм | БКМ-245 («Уралнефтемаш») | 1850 | 1850 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-245 («Уралнефтемаш») | 1840 | 1840 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-245/294 («НефтьКам») | 0 | 1130 | 28 | 58 |
| | | 1130 | 1190 | 6 | |
| | | 1190 | 1845 | 22 | |
| | | 1775 | 1780 | 2 | |
| | ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш») | 1840 | 1840 | 1 | 1 |
| | | | | | |
| Кондуктор, 324 мм | БКМ-324 («Уралнефтемаш») | 1160 | 1160 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-324 («Уралнефтемаш») | 1150 | 1150 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-324/394 («НефтьКам») | 0 | 100 | 10 | 42 |
| | | 100 | 1155 | 30 | |
| | | 1155 | 1160 | 2 | |
| ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш») | 1150 | 1150 | 1 | 1 | |
| Направление, 426 мм | БКМ-426 («Уралнефтемаш») | 40 | 40 | 1 | 1 |
| | ЦКОД-426 («Уралнефтемаш») | 30 | 30 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ-426/490 («НефтьКам») | 0 | 35 | 5 | 7 |
| | | 35 | 40 | 2 | |

| | | | | | |
|--|---------------------------------|----|----|---|---|
| | ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш») | 30 | 30 | 1 | 1 |
|--|---------------------------------|----|----|---|---|

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.4)$$

Поскольку $41,76 \leq 46,87$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.24.

Таблица 2.24 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления, м ³ | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------------------|-----|---------------------------------------|--|-------------------------|----------------------|
| Буферная жидкость | 5,20 5 | 1,1 | 1050 | 1,1 | МБП-СМ | 77 |
| | | 4,1 | | 4,1 | МБП-МВ | 61,5 |
| Продавочная жидкость | 35,04 | | 1020 | - | Тех.вода | - |
| Облегченный тампонажный раствор | 25,79 | | 1450 | 22,42 | ПЦТ-III-Об(4-6)-50 | 17746 |
| | | | | | НТФ | 9,19 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 7,17 | | 1850 | 4,79 | ПЦТ-II-50 | 9245 |
| | | | | | НТФ | 1,96 |

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

$$m_2 = G_{сyx} / G_6, \quad (2.5)$$

Где $G_{сyx}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и гидроворонки

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Проектирование процессов испытания скважин

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.

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

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 по формуле 2.6.

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

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

$P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.7.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внэк.}) = 2(38,2) = 76,4\text{м}^3 \quad (2.7)$$

где $V_{внэк.}$ – внутренний объем ЭК, м³.

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

Вид перфорации указан в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Перфорация скважины

| Мощность перфорируемого объекта, м | Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель) | Вид перфорации | Типоразмер перфоратора | Плотность перфорации, отв./1 м | Количество спусков перфоратора |
|------------------------------------|---|----------------|------------------------|--------------------------------|--|
| 50 | НКТ | Кумулятивная | ПКТ73 | 20 | 1 (Максимальная длина перфоратора на трубах – 150м) |

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанную АФ1-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Для расчета примем буровую установку УРАЛМАШ ЗД 3000.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 - Результаты проектирования буровой установки

| Выбранная буровая установка УРАЛМАШ ЗД 3000 | | | |
|---|--------|-----------------------------------|------------|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк}) | 76,235 | $[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$ | 120 > 76,2 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об}) | 98,420 | $[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$ | 180 > 98,4 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, | 127,9 | $[G_{кр}] / Q_{пр} \geq$ | 200/127,9= |

| | | | |
|---|-----|---|--------|
| тс (Qпр) | | 1 | 1,56>1 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр}) | 200 | | |

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

Введение

Целью внедрения колтюбинговых технологий однозначно являются снижение себестоимости добываемой нефти, полная доразработка всех месторождений, которые существуют, поскольку переход к новым, даже самым заманчивым, требует миллиардов долларов. Действующие месторождения еще много-много лет могут давать большую отдачу, если правильно их эксплуатировать и применять новые технологии. С другой стороны, освоение новых месторождений под перспективы их разработки с помощью колтюбинга позволит более широко, более качественно и более дешево добывать сырье с использованием этих технологий.



1. Спектр услуг ГНКТ в современной мировой нефтедобыче

Решения руководителей современной нефтяной промышленности определяются несколькими ключевыми факторами, такими как эффективность, гибкость, производительность, экология. Но наиболее важным фактором остается экономичность проектов и технологий.

Сервисная компания «Шлюмберже» предлагает своим клиентам технологию гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ), важнейшим качеством которой является именно экономичность. ГНКТ помогает уменьшить расходы, т.к. зачастую устраняет необходимость использования дорогостоящих станков КРС. (прим. - на Западе услуги установок КРС стоят очень дорого).¹

Услуги ГНКТ являются быстрыми и эффективными – скважина возвращается в действующий фонд с минимальной потерей времени.

Компания «Шлюмберже» предлагает экономичную альтернативу многим традиционным методам нефтедобычи - от бурения до заканчивания скважин.

ГНКТ – это автономная, легко транспортируемая установка с гидравлическим приводом, которая спускает и поднимает непрерывную гибкую НКТ в эксплуатационную НКТ или в обсадную трубу скважины. Технология ГНКТ может применяться в наземной и морской нефтедобыче и не требует отдельного станка КРС. ГНКТ можно применять на добывающих скважинах, она позволяет вести закачку рабочих жидкостей или азота во время спуска трубы.

Апробированные сервисные услуги ГНКТ для вертикальных, горизонтальных и направленных скважин включают:

¹ Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых АЛ. Винтовые забойные двигатели: Справочное пособие. М.: Недра, 1999. 375 с.

- Бурение
- Каротаж и перфорация
- Вытеснение жидкостей
- Борьба с песком
- Повторное цементирование
- Установка и удаление цементных мостов
- ГНКТ как выкидная линия
- Ловильные работы
- Работа с пакерами
- Стимулирование
- Ликвидация парафиновых пробок
- Промывка забоя



1.1 Бурение

Бурение посредством ГНКТ все чаще становится альтернативой традиционному бурению. Применяется для разведочных скважин, углубления существующих стволов скважин и бурения горизонтальных отводов из

вертикальных стволов скважин. Преимущества ГНКТ включают:

- Экономичность – не требуется буровая установка, сокращаются время работы и затраты;
- Меньше повреждается пласт – бурение производится при пониженном гидростатическом давлении;
- Меньше время бурения – нет необходимости соединять бурильные трубы;
- После бурения та же самая ГНКТ применяется для заканчивания скважины;
- Компактность – объем оборудования в десять раз меньше традиционной буровой установки;
- Экологичность – ГНКТ уменьшает риск утечки жидкостей, меньший размер долота означает меньший объем добытого шлама и расходы на его утилизацию².

1.2 Каротаж и перфорирование

- ГНКТ позволяет вести непрерывный каротаж всего интервала;
- Применяется полный диапазон приборов каротажа;
- Быстрые спуско-подъемные операции (СПО) на заданной скорости и точная доставка инструмента на место замеров;
- Продолжительная циркуляция жидкостей позволяет получить данные о дебите скважины и контролировать давление и температуру;
- Каротаж в действующей скважине;
- Все электрические соединения каротажных приборов делаются на поверхности.

² Бадденко Д.Ф., Кочнев А.М., Никомаров С.С. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин Гусман М.Т. М: Недра, 1981. 232 с.

- Перфорирование в вертикальных скважинах;
- Перфорирование при пониженном гидростатическом давлении увеличивает приток жидкости из пласта и уменьшает повреждения;
- Перфорирование в горизонтальных отводах скважин, где традиционные методы практически бессильны.

1.3 Вытеснение жидкостей

Методы вытеснения жидкостей для вызова притока включают применение азота. Эффективность и экономичность - установленный факт при использовании таких методов, как:

- Газлифт и струйная промывка для вызова притока;
- Пенистые жидкости – улучшают вымывание твердых частиц из забоя со сложным профилем;
- Закачка азота для уменьшения гидростатического давления во время циркуляции и бурения.

1.4 Борьба с песком

ГНКТ предлагает значительные преимущества для контроля песка. Способность установить КНБК (компоновка низа буровой колонны) непосредственно в зоне перфорации позволяет практически сразу начать подъем песка. С помощью смолистых материалов возможно установить пробку в зоне перфорации и прекратить попадание песка в ствол скважины. Затем пробка разрушается, проводится новая перфорация и скважина возвращается в число действующих.³

³ Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. образования / Юрий Вячеславович Вадецкий. М.: Издательский центр «Академия», 2003. 352 с.



1.5 Повторное (исправительное) цементирование

Испытанная альтернатива традиционным станкам КРС. Излишний приток воды можно уменьшить путем перекрытия каналов и изоляции непродуктивных зон перфорации. ГНКТ успешно использовался для закачки цемента на глубину до 5 791 метра.

1.6 ГНКТ как выкидная линия

Стремительно растет популярность использования гибкой НКТ в качестве выкидной линии к сепаратору на морских платформах и наземных скважинах. Преимущества:

- Безопасность – существенно уменьшает опасность разлива жидкостей, что особенно важно в экологически чувствительных участках;
- Скорость монтажа линии⁴.

1.7 Ловильные работы

ГНКТ может проводить ловильные работы в вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважинах. Преимущества:

- Циркуляция различных жидкостей, включая азот и кислоту, под высоким давлением для промывки или растворения песка, бурраствора, накипи и других твердых частиц поверх улетевшего инструмента;

⁴ Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение с применением гибких труб. М: Издательство Академии горных наук, 1999. 224 с.

- Большие крутящие моменты для доставания инструмента из вертикальных или направленных скважин, что слишком тяжело для станка КРС;
- Одновременная циркуляция и работа по извлечению инструмента;
- Извлечение инструмента под давлением в действующей скважине без необходимости глушить скважину.

1.8 Работа с пакерами

Усовершенствование технологии пакеров позволяет использовать ГНКТ для селективных обработок пласта. Основным преимуществом является устранение использования станка КРС. Другими преимуществами являются:

- Селективный интервал обработки;
- Пакера используются для нескольких обработок (до пяти работ).

1.9 Стимулирование

ГНКТ – самый эффективный метод доставки рабочих жидкостей в интересующую зону. Использование ГНКТ предохраняет рабочую НКТ от воздействия рабочих жидкостей и позволяет избежать загрязнения кислоты осадками и частицами из рабочей НКТ. Через ГНКТ можно закачивать ингибиторы парафина и коррозии. В длинных горизонтальных отводах скважин (до 1 000 м) ГНКТ может дойти до конца участка и начать медленный отход назад, одновременно закачивая кислоту. После обработки ГНКТ можно использовать для промывки азотом, чтобы быстрее очистить скважину.

1.10 Промывка песка

Возможно наиболее частое применение ГНКТ – это удаление осадков и частиц из ствола скважины. Один из таких методов – промывка песка – эффективно применяется в вертикальных, горизонтальных и наклонных скважинах. Преимущества:

- Обеспечивает постоянную циркуляцию и контроль;

- Удаляет разнообразные виды осадков и твердых частиц;
- Использует специальные инструменты, увеличивающие эффективность промывки;
 - Позволяет применять жидкости, учитывающие условия пласта, ствола, рабочей колонны, а также особенности частиц;
 - Позволяет комбинировать методы промывки, стимулирования и азотного лифта.

2. Преимущества ГНКТ в КРС

Опыт применения технологии ГНКТ компании «Шлюмберге» в Западной Сибири.

Мировой опыт применения колонны гибких труб (КГТ) неоднократно подтвердил преимущества использования колтюбинговых технологий.

1. В исследовании скважин:

- обеспечение возможности доставки приборов в любую точку горизонтальной скважины;
- существенное повышение качества выполнения работ и достоверность получаемой информации.

2. При выполнении подземных ремонтов⁵:

- отсутствие необходимости глушения скважины и, как одно из следствий, сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта в призабойной зоне скважины;
- сокращение времени проведения спуско- подъемных операций (СПО) за счет исключения свинчивания (развинчивания) резьбовых соединений колонны

⁵ Грахам Р.А., Горизонтальное бурение с применением непрерывных труб при отрицательном перепаде давления в системе скважина-пласт. Canadian Francmaster Ltd., 1995.

труб;

- исключение загрязнения окружающей среды технологической и пластовой жидкостями.

3. При проведении буровых работ:

- исключение возникновения ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;

- получение возможности произвести вскрытие продуктивного пласта на депрессии без глушения скважин и увеличение их дебита в 3–5 раз;

Как показывает практика, в целом производительность труда от применения колтюбинговых установок и технологий повышается в 2–8 раз, а также отмечается снижение себестоимости работ на очень большом цикле операций.⁶

Компания «Шлюмберже» приступила к выполнению сервисных услуг комплексом ГНКТ для ОАО «Ноябрьскнефтегаз» с января 2000 года. В течение стартового периода проекта: с января по апрель 2000 г. были проведены работы на 50 скважинах. Опыт работы с ОАО «Ноябрьскнефтегаз» позволяет теперь компании определить качество, стоимость и диапазон сервисных услуг ГНКТ относительно условий Западной Сибири.

⁶ Ишемгузин Е.И. Теоретические основы надежности буровых и нефтегазопромысловых машин. Уфа: Изд-во Уфимского нефт. ин-та, 1981. 84 с.

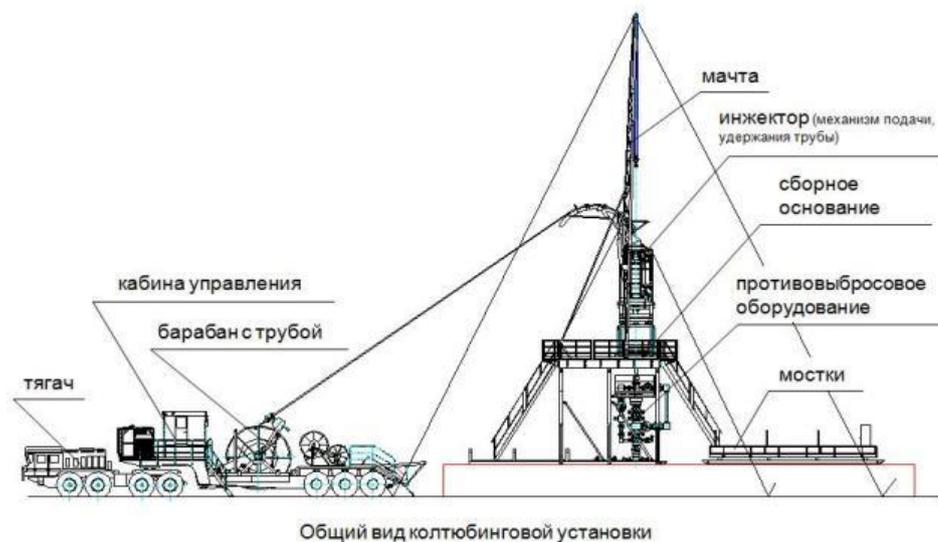


Рисунок - Общий вид колтюбинговой установки

ОАО «Ноябрьскнефтегаз» - нефтедобывающее предприятие компании «Сибнефть» - располагает 17 месторождениями нефти и газа, находящимися в районе города Ноябрьска (Ямало-Ненецкий автономный округ). Суммарная суточная добыча ОАО «ННГ» в марте 2000 г. составляла 40 тыс. тонн в сутки из порядка 4 тысяч действующих эксплуатационных скважин.

Комплекс ГНКТ в основном применялся на Вынгапуровском месторождении ОАО «ННГ».

Традиционно работы по ремонту и восстановлению скважин производятся с помощью установок КРС. Хотя установка ГНКТ не может соперничать с комплексом КРС в производстве определенных операций (например, там, где требуется повышенная продольно-осевая нагрузка, используются насосы иного типа, чем ЭЦН), ГНКТ может быть очень эффективной технологией в случае тщательного подбора скважин-кандидатов.

До настоящего времени до 95% работ ГНКТ в Западной Сибири (ОАО «Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Юганскнефтегаз», НК «Сургутнефтегаз» и др.) сводились к удалению гидратных/парафиновых пробок, вытеснению жидкостей, закачке азота и промывке скважин.

С учетом широкого масштаба работ по гидроразрыву пластов (ГРП) на

месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» ГНКТ может применяться для промывки призабойной зоны сразу после ГРП.

ГНКТ – это эффективная технология, которая может получить широкомасштабное применение в нефтедобыче на территории Западной Сибири и всей России.

3. Характеристика основных операций комплекса ГНКТ

3.1 Состав комплекса ГНКТ

Основное оборудование:

Установка ГНКТ с катушкой и гидравлическим краном;

Блок устьевого оборудования;

Азотная установка;

Азотная емкость;

Мобильная насосная установка.

Вспомогательное оборудование:

Блок очистки;

ППУ – паровая установка;

АДПМ – установка депарафинизации (разогрева) нефти;

Компрессор – для продувки ГНКТ после работы;

Автокран;

Бульдозер.

Персонал

Количество персонала было рассчитано на обеспечение круглосуточной работы комплекса. Работа проводилась в две смены по 12 часов. Количество работающих в одном звене – 12 человек. Общее количество работающих (с отдыхающей вахтой) – 24 человека. В качестве КТ супервайзеров – 2 чел. – работали иностранные специалисты с целью обеспечить качество проводимых

работ в соответствии с регламентом компании «Шлюмберже». Среднее количество работ – 1 в течение двух дней или до 15 работ в месяц.

3.2 Удаление парафиновых (гидратных) пробок

Целью данной операции является удаление парафина из рабочей колонны НКТ, а также из затрубного пространства между НКТ и обсадной трубой, с тем, чтобы бригада КРС могла начать ремонт скважины. Пробки находились на глубине 350-600 метров, т.е. в линзах вечной мерзлоты. Причинами возникновения пробок являются обычно:⁷

- Значительное падение дебита;
- Увеличение газо-жидкостного фактора;
- Нарушение изоляции колонны.

Традиционно проблема решается проведением матричных кислотных обработок установкой КРС. Последняя из трех ситуаций является наиболее привлекательной для использования ГНКТ, т.к. здесь не потребуется бригада КРС, а скважина возобновляет добычу сразу после работы ГНКТ. Возможными скважинами-кандидатами для ГНКТ могут также быть фонтанирующие скважины и скважины, оборудованные электроцентробежными насосами (ЭЦН). Другие виды заканчивания скважин (штанговые насосы, гидравлические и поршневые насосы) требуют проведения работ посредством станка КРС.

Оценка эффективности.

Сравнение двух технологий может определить эффективность применения ГНКТ для удаления парафиновых (гидратных) пробок.

Время, которое требуется бригаде КРС для выполнения этой работы, колеблется от 7 до 10 дней, что будет стоить ок. 10 000 долларов США (включая

⁷ Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов М.Р. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. М: Недра, 2003. 509 с.

материалы и вспомогательное оборудование). Эта операция производится как часть программы ремонта скважины. Подобная работа, выполненная посредством ГНКТ, занимает два дня и стоит ок. 30 000 долларов США.

ГНКТ выполняет в среднем 12 работ в месяц.

КРС делает в среднем 3 работы в месяц.

Выводы

Эффективность ГНКТ **вчетыре раза** превосходит эффективность КРС.

Сравнение двух вариантов операции по удалению парафиновых пробок показывает, что ГНКТ предлагает очень эффективное и быстрое решение проблемы по сравнению с традиционным станком КРС. **Более высокая стоимость услуг ГНКТ за одну операцию означает, что комплекс ГНКТ должен быть загружен работой на полную мощность.**

Очевидно, что применение ГНКТ для удаления парафиновых пробок предполагает более интенсивный оборот финансовых средств и большее количество выполняемых ремонтов. Важнейшее условие - тщательный предварительный отбор скважин-кандидатов. Скважина-кандидат для подобного рода операций должна соответствовать следующим критериям:

- Скважина может возобновить добычу сразу после удаления пробки;
- Достаточно высокий дебит, чтобы «Заказчик» согласился понести затраты;
- Нехватка или отсутствие бригад КРС на данном месторождении;
- Потенциальная проблема контроля скважины;
- Промывка ствола является частью программы ремонта скважины (см. ниже);
- Очистка эксплуатационной НКТ от накипи;
- Ловильные работы;
- Кислотная обработка или промывка при повреждении пласта;
- Закачка азота для вызова притока.

Следует иметь в виду систему работы управления по КРС. На

Вынгапуровском месторождении развернуто 19 бригад КРС. Если количество ремонтов, выполненных за месяц, будет ниже планового, то бригады КРС не получают премиальной надбавки, что существенно сказывается на их зарплате. Плановый объем КРС установлен как $19 \times 1,23 = 23$ ремонта.

Для повышения эффективности ремонтов в качестве альтернативы можно использовать комплекс ГНКТ, который передвигался бы на скважины и подготавливал их до развертывания установки КРС. В среднем 10 работ ГНКТ в месяц могли бы сэкономить около 70 ремонтно-дней КРС (или 1 680 рем-часов), что равняется экономии в 75 600 долларов США (или 2,5 дополнительных ремонта ГНКТ или 7,5 ремонтов КРС в месяц). Это позволило бы не только увеличить эффективность 1 бригады КРС с 1,23 до 1,62 ремонтов в месяц или на 32%, но также увеличить прирост добычи как результат большего количества скважин, запущенных в эксплуатацию или подготовленных для гидроразрыва пласта.

Возможность увеличения времени операций КРС является весьма привлекательной выгодой для «Заказчика».

3.3 Промывка стволов скважин

На Вынгапуровском м/р выполнялось два вида промывки:

- Промывка механических примесей в забое водонагнетательных скважин;
- Промывка проппанта после проведения ГРП.

Среднее время на выполнение работ ГНКТ – 2 или 3 дня в зависимости от длины интервала, подлежащего очистке. В случаях, когда на данном кусте скважин отсутствует станок КРС, бригаде КРС потребуется 18-21 день на проведение одного ремонта.

Средняя цена услуг ГНКТ («Шлюмберже») = 30 000 долл. США

Средняя цена услуг КРС (ОАО «ННГ») = 19 500 долл. США

Относительно высокая цена работы станка КРС связана с необходимостью смены эксплуатационной колонны НКТ, в то время как ГНКТ делает промывку внутри эксплуатационной колонны.

3.4 Промывка водонагнетательных скважин

Основные стимулы:

- Промывка через эксплуатационную колонну НКТ;
 - Сокращение времени операции и увеличение количества операций в месяц;
 - Увеличение добычи из окружающих эксплуатационных скважин.
- Преимущество ГНКТ основано на увеличении количества операций за определенный период времени. Валовой доход будет зависеть в основном от дебита окружающих нефтяных скважин. Изменение дебитов обычно начинается через 1-2 месяца после промывки;
- Обнаружение неправильного профиля закачки воды, промывка ствола ГНКТ дает возможность проведения каротажа профиля притока. Можно сэкономить значительные средства, если удастся вовремя заглушить ненужную скважину.
 - Обнаружение повреждений стенок труб. Клиент может своевременно начать КРС;
 - Более высокая степень контроля скважины, т.к. среднее давление в нагнетательных скважинах – 120 бар.

Как и в других случаях применения ГНКТ ключевую роль играет должный отбор скважин-кандидатов.

3.5 Промывка проппанта после ГРП

Промывка проппанта после ГРП представляет второй тип промывок с ГНКТ. Тот факт, что скважина может начать добычу с большим дебитом сразу после ремонта делает использование ГНКТ весьма привлекательным для

Заказчика.⁸

Для бригады КРС данная операция занимает 14 – 18 дней, в зависимости от сложности проблемы. Стоимость ремонта будет около 15 000 долл. США.

При выборе экономически целесообразного решения должны соблюдаться следующие критерии:

- Станок КРС не в состоянии удалить песок быстро и эффективно. Это может быть в случаях проблемы с контролем скважины или существует риск потери циркуляции;
- Скважина работает с дебитом не менее 30 тонн нефти в сутки;
- Велика вероятность потери циркуляции. ГНКТ имеет большое преимущество в использовании метода моделирования реальных условий в стволе. Выбор жидкости обработки с подходящими реологическими свойствами или азота помогает уменьшить плотность циркулирующей жидкости и увеличить угловую скорость для облегчения выноса частиц из ствола скважины;
- Низкое пластовое давление, промывочная жидкость уходит в пласт. Если скважина не начинает отдавать, закачка азота ГНКТ через зону перфорации – очень эффективный и безопасный метод по сравнению со сваббированием станком КРС или использованием воздушного компрессора для создания пониженного гидростатического давления.

Оценка эффективности

Целью промывки ствола скважины от твердых частиц после ГРП является скорейшее выведение скважины в режим добычи. Так как увеличение дебита здесь всегда связано только с **качеством проведенного ГРП**, оценка эффективности основывается на количестве выполненных работ двумя конкурирующими способами и расчете **прироста дохода**, обеспеченного с

⁸ Справочник по турбобурам Шумова З.И., Собкина И.В. М: Недра, 1970. 192 с.

участием данной технологии.

Таким образом, один комплекс ГНКТ в состоянии увеличить годовой доход Заказчика от скважин, оптимизированных ГРП, **в 5 раз** по сравнению с отдельно взятым станком КРС.

Промывки песка представляются хорошим подспорьем для выполнения программы капитальных ремонтов на Вынгапуровском месторождении, особенно когда песок остается в эксплуатационной НКТ. В этом случае установка КРС не может поднять колонну. Потребуется доставка НКТ малого диаметра (1,5 дюйма), что повлечет дополнительное время простоя.

Помимо подобных сложных проблем ГНКТ предлагает более высокую эффективность и надежность по сравнению с установками КРС. Хотя их услуги дешевле, они не имеют достаточного вспомогательного оборудования (например, всего 5 ЦА-320, 5 ППУ на 19 бригад КРС), что отрицательно сказывается на производительности их труда.

Чтобы конкурировать с КРС и получить заказы на операции по удалению песка технология ГНКТ должна предлагать более совершенные технические решения, такие как:

- Специально подобранная рабочая жидкость, которая обеспечит очистку в самых критических ситуациях (обсадная труба 5,12 дюйма и отклонение ствола свыше 15 градусов);
- Комплект инструментов ГНКТ (включая JetBlaster), который позволил бы разрушать любые песчаные пробки.

3.6 Закачка азота

Существует несколько причин для использования ГНКТ:

- Способность ГНКТ вытеснять жидкость глушения, которая остается ниже эксплуатационной НКТ или ушла в пласт. В большинстве случаев это

скважины после недавнего повторного заканчивания;

- Способность удалять жидкости ГРП на скважинах с низким забойным давлением;
- Способность ГНКТ создавать более низкое гидростатическое давление в зоне перфорации. Этот фактор становится критическим, когда кислота и продукты реакции должны быть вымыты после окончания обработки. Если не ускорить процесс промывки, скорее всего повреждения пласта будут значительными;
- Способность закачивать азот как часть комбинированной обработки. Ствол скважины и зону перфорации можно затем обработать соевым раствором или кислотой.

Существующий метод понижения гидростатического давления с помощью сжатого воздуха считается высоко опасным мероприятием и не может служить безопасной альтернативой использованию азота. Замещение рабочих жидкостей на нефть решает только часть проблемы, т.к. жидкость ниже эксплуатационной НКТ остается в скважине, на многих скважинах установлены пакера, что делает замену на нефть неэффективной, т.к. жидкость в стволе должна быть выдавлена назад в пласт.⁹

Проект операции по разгрузке скважины должен включать расчет скорости закачки азота, глубину, общий объем азота и время закачки. Для планирования работы необходима информация о давлении в пласте, свойствах оригинальной пластовой жидкости, возможный дебит, свойства добываемой жидкости и условия в стволе. Успешная и оптимальная операция должна вывести скважину в режим добычи в минимальный срок и с минимальным объемом азота.

⁹ Case Study - Underbalanced Drilling. Coiled Tubing Services. Документ, представленный Shlumberger в Internet, www.slb.com.

Заключение

Ключевыми факторами важными для будущего развития услуг ГНКТ в России являются:

- Подбор скважин-кандидатов в результате совместной работы инженеров Заказчика и Шлюмберже;
- Замена оборудования, предоставляемого третьей стороной, на оборудование и персонал Шлюмберже;
- Подготовка персонала;
- Применение новых технологий ГНКТ, которые бы отличали Шлюмберже от услуг других компаний, работающих с ГНКТ (применение технологии струйной промывки – JetBlaster, матричная кислотная обработка, зональная изоляция и ловильные работы);
- Оптимизация существующих методов и регламентов;
- Оптимизация плана работ для ГНКТ (три-четыре скважины в месяц могли быть отработаны дополнительно, если минимизировать время на переезды ГНКТ).

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

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович |

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|---|
| 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. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих. | 1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов. | |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования. | |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР | 1. Линейный график выполнения работ. |
| 2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. | 2. Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии. |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-----------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович | | |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 40 суток.

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [11].

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу.

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [11, 13].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении В в таблице В.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Линейный календарный график выполнения работ

Режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменных часов в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 40 суток.

Календарное время бурения 465,4 часов или 19,4 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 228,7 часов или 9,5 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ

| Бригады | Сутки | Месяцы | | | | | | | | |
|----------------|-------|--------|--|--|---|--|--|---|--|--|
| | | 1 | | | 2 | | | 3 | | |
| Вышкомонтажная | 40 | | | | | | | | | |
| Буровая | 19,4 | | | | | | | | | |
| Испытания | 9,5 | | | | | | | | | |

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между

буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [14], в части II – на строительные и монтажные работы [15], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [16].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении Г.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 85,52 [18, 19].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Г.

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (4.7)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.8)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (4.9)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (4.10)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{\text{см}} - \Pi}{H}, \quad (4.11)$$

- механическая скорость бурения 24,5 м/ч;
- рейсовая скорость бурения 16,4 м/ч;
- коммерческая скорость 4099 м/ст.мес.

Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 126 253 353,00 руб.

Строительство разведочной скважины позволит получить незаменимую информацию о разделе, которую впоследствии можно будет использовать при проектировании кустов эксплуатационных скважин и проекта разработки месторождения.

Отобранный в процессе бурения керн дает возможность получить максимальный объем информации о свойствах продуктивного пласта, который

нельзя получить никаким другим методом исследования, поэтому затраты на эту операцию полностью оправдывают себя. Несмотря на длительность процедуры, и как следствие высокую стоимость, отбор керна совместно с испытанием пласта значительно повышает эффективность и экономическую обоснованность последующих проектных изысканий, поскольку становятся известны фильтрационно-емкостные свойства пласта, кривые падения и восстановления давления, температура, а также состав насыщающего флюида

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|--------|-----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович |

| | | | |
|---------------------|-------------------------------------|-----------------|---|
| 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 |

Тема ВКР

| | |
|--|--|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении (Красноярский край) | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объект исследования: строительство вертикальной разведочной скважины на газовом месторождении Тюменской области |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ. |
| 2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | 2.1. Проанализировать потенциально возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины: – производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении рабочего; – повышенные уровни шума и вибрации; – отсутствие или недостаток искусственного освещения; – повышенная запыленность и загазованность. 2.2 Проанализировать потенциально возможные опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, |

| | |
|--|-----------------------------------|
| | подвижные части производственного |
|--|-----------------------------------|

| | |
|---|---|
| | <p>оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы связанные с электрическим током; – пожаровзрывоопасность; – работы на высоте. |
| 3. Экологическая безопасность: | <p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду/ 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p> |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте. 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p> |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Гуляев Милий Всеволодович | | | 24.02.2023 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б8В | Шаверин Константин Павлович | | 24.02.2023 |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении Красноярского края.

При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Красноярского края.

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [20] относится к опасным производственным объектам. Таким образом, следует очень ответственно подойти к процессу организации работ при строительстве скважины, с соблюдением всех регламентированных требований к безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам 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 [20].

Лица моложе восемнадцати лет не могут привлекаться ко всем видам работ, связанных с бурением нефтяных, газовых и других скважин, а также с добычей нефти и газа согласно ПП РФ от 25.02.2000 №163 [21].

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск) [20].

Работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых

пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочноеназначение трудовой пенсии» [22]

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [23].

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук. Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля. Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано креслом. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [24]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [25]. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Д. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [23]. основополагающим документом, регулирующим нормы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее

«ПБНГП») [24].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего может произойти в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Падение работающего с высоты может произойти при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к тяжелым травмам, вплоть до летального исхода. Для предотвращения возникновения данного фактора в «ПБНГП» [24] указаны необходимые правила работы для верхового рабочего. В ГОСТ 12.4.125-83 приводится основная классификация коллективных средств защиты в том числе от падающих объектов [25].

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно «ПБНГП» [24] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса по ГОСТ Р ЕН 358-2008 [26];
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [27] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Опасность при наличии движущихся объектов возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Мероприятия по устранению

этого фактора включают в себя проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ, в частности касками для всего персонала на буровой установке [24].

Источниками опасного фактора на рабочих площадках при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время СПО, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение травм. Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться ГОСТ 12.2.003-91 [28], в котором приведены основные требования к технологическому оборудованию.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [29]. Для Красноярского края (климатический регион ІБ) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°C , скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену (смена 12 часов). При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются согласно правилам внутреннего распорядка в компании.

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-2004, согласно которому наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц [30]. Для предупреждения вредного воздействия вибрации используются виброизоляционные элементы

одежды.

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (например, разрыв барабанной перепонки с кровотечением). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 [31] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ. Для предупреждения вредного воздействия шума используются наушники и вкладыши.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [32].

ГОСТ 12.1.019-2017 [33] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Для предупреждения поражения электрическим током на буровых проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны осуществляться согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [34].

Работы на буровой производятся круглосуточно, соответственно в ночное время должно быть предусмотрено искусственное освещение. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности рабочих мест на буровой нормируются «ПБНГП» [24] и приведены в таблице 5.1. Для предупреждения негативного влияния фактора необходимо, чтобы буровая установка прошла соответствующую процедуру приемки перед началом работ.

Таблица 5.1 – Нормы освещенности

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

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, при ГНВП и т.д. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в ГОСТ 12.1.007-76 [35]. При работе с реагентами необходимо иметь противопылевые тканевые маски.

5.3 Экологическая безопасность

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 51-1-96 [36].

5.3.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства. К источникам

загрязнения атмосферного воздуха относятся выбросы ДВС и факельная установка. При их работе происходит выброс в атмосферу оксида углерода, оксида азота, углеводородов.

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться РД 52.04.186-89 [37].

5.3.2 Защита гидросферы

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке. Мероприятия по очистке вод представлены в ОСТ 51-01-03-84 [38].

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.3.3 Защита литосферы

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами и т.д.
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) а весь период строительства скважины;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [24].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ Р 59057-2020 [39].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований «ПБНГП» [24]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив

бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, 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;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» [40].

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно «ПБНПП» [5]. 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 РД 08-254-98 [41].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после

остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравнивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

Выводы

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при строительстве скважины. Фактические значения выявленных факторов не превышают допустимых нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, буровая установка, а именно роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, поскольку зачастую на ней имеется большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности. Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория Пб. Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении, основанные на требованиях технического задания.

Конструкция скважины, определенная в проекте, включает в себя колонны: направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны.

Проведя анализ геологических условий, была разработана оптимальная конструкция скважины. Спуск кондуктора на глубину 1160 метров позволит предотвратить возможное поглощение бурового раствора неустойчивыми пластами.

Диаметр эксплуатационной колонны был определен с учетом производительности скважины и составляет 146,1 мм.

Инструмент, применяемый для разрушения пород, был подобран исходя из категории твердости пород. Для эффективной промывки всех интервалов, была разработана гидравлическая программа, учитывающая геологические особенности и экономические факторы. Подбор компонентов буровых растворов производился с учетом требований к геологическому составу пласта и оптимизации процесса бурения.

Для обеспечения надежности обсадных колонн были проведены расчеты, на основании которых были выбраны оптимальные толщины стенок и группы прочности стали. Разработана схема крепления эксплуатационной колонны с использованием цементировочной техники. При выборе устьевого оборудования ОКК2-35-146x245x324 К1 ХЛ и противовыбросового оборудования ПВО ОП5-350/80x35 учитывались параметры давления опрессовки эксплуатационной колонны, состояние пластового флюида и особенности конструкции скважины. Фонтанную арматуру по схеме АФ1-80/65x35 устанавливают на место демонтированного противовыбросового оборудования после завершения процесса бурения.

Выбор буровой установки для проекта был осуществлен в пользу УРАЛМАШ ЗД-3000, так как она идеально подходит для бурения разведочных скважин. Эта установка обладает необходимыми техническими характеристиками, такими как условная глубина бурения и максимальная грузоподъемность.

В процессе разработки специального запроса были проанализированы различные струйные технологии и их использование в бурении скважин. Рассмотрены наиболее распространенные струйные технологии, изучены их устройство и принцип работы, а также определены преимущества и недостатки некоторых из них.

Рассмотрены вопросы обеспечения безопасности труда в рабочей зоне, сохранения экологической чистоты и предотвращения чрезвычайных ситуаций.

В разделе, посвященном экономическим аспектам, представлены расчеты продолжительности строительства скважины, составлен календарный план-график работ, а также определена сметная стоимость строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03. 01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.
2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. - Томск: 2018. - 16 с.
5. Лекция "Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Технологии ПРС и КРС Автор: Епихин А.В. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: http://portal.tpu.ru/SHARED/e/EPIKHIN/eng/Pedagogics/Tab/Lecture_DrillDev_8.pdf
6. Большая энциклопедия нефти и газа. Гидромониторное бурение [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <http://www.ngpedia.ru/id182390p1.html>
7. Большая техническая энциклопедия. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <http://qps.ru/YqjEI>
8. Студопедия. Механические методы воздействия на пласт [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://studopedia.info/5-109711.html>
9. Лекция "Перфорация скважины и вызов притока Автор: Ковалев А.В. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://ppt-online.org/340698>

10. Применение наддолотного эжекторного насоса ЭЖГ [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2022-09/42>
11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 13.05.2023).
12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 13.05.2023).
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
17. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».
18. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 13.05.2023).
19. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в

строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа:
<https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 13.05.2023).

20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

21. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

22. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)

23. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

24. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

25. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

26. ГОСТ Р ЕН 358-2008 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Средства защиты втягивающего типа. Общие технические требования. Методы испытаний.

27. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

28. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

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

30. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда

(ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

31. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

32. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

33. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

34. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

35. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

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

37. РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы.

38. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

39. ГОСТ Р 59057-2020 Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель.

40. Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

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

42. 9. Case Study - Underbalanced Drilling. Coiled Tubing Services. Документ, представленный Shlumberger в Internet, www.slb.com.

Приложение А

(Обязательное)

Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Таблица А.1 – КНБК для бурения секции под направления (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 | 490,0 GRDP425 | 0,53 | 490,0 | - | 3-177 | Ниппель | 0,2957 |
| 2 | П 177хМ171 | 0,52 | 241 | 56 | 3-177 | Муфта | 0,176 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 3 | 3-К490,0 СТ | 1,15 | 490 | 100 | 3-171 | Ниппель | 0,450 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 4 | УБТС1-299 | 12 | 299 | 90 | 3-171 | Ниппель | 3,806 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | УБТС2-229 | 12 | 229 | 90 | 3-171 | Ниппель | 3,204 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | УБТС2-203 | 12 | 203 | 90 | 3-171 | Ниппель | 2,618 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 7 | КОБ-240РС | 0,927 | 220 | 40 | 3-171 | Ниппель | 0,167 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 8 | Переводник П-171/133 | 0,538 | 203 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,061 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 9 | ПК-127х9 Л | 14 | 127 | 108,6 | 3-133 | Ниппель | 0,723 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |

Таблица А.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–1160 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Сум. вес, т |
|-----------------------------------|-------------------------------|----------|-----------------------|----------------------|-------------|
| Бурение под кондуктор (40–1160 м) | | | | | |
| 1 | 393,7 FD816МН | 0,45 | 393,7 | - | 0,180 |
| 2 | Переводник М177хМ171 | 0,52 | 240 | - | 0,180 |
| 3 | 2-КА393,7 СТК | 0,825 | 393,7 | - | 0,261 |
| 4 | Переводник М171хМ177 | 0,52 | 240 | - | 0,180 |
| 5 | ДР-286.3.60 IDT | 8,2 | 286 | - | 2,547 |
| 6 | Переводник М177хМ171 | 0,52 | 240 | - | 0,180 |
| 7 | Переливной клапан ПК-240РС | 0,48 | 220 | 40 | 0,102 |
| 8 | Клапан обратный КОБ-240РС | 0,375 | 220 | 40 | 0,157 |
| 9 | Переводник П-171/171 | 0,538 | 229 | 127 | 0,091 |
| 10 | 2-КА393,7 СТК | 0,825 | 393,7 | - | 0,261 |
| 11 | Переводник П-171/161 | 0,350 | 203 | 58 | 0,043 |
| 12 | УБТС2-203 | 24 | 203 | 80 | 5136 |
| 13 | Переводник П-161/147 | 0,350 | 178 | 58 | 0,040 |
| 14 | УБТС178х90 | 24 | 178 | 90 | 3,489 |
| 15 | Переводник П-147/133 | 0,524 | 178 | 95 | 0,044 |
| 16 | Яс SJ-172 | 5,6 | 172 | 72 | 0,682 |
| 17 | Переводник П-133/147 | 0,524 | 178 | 95 | 0,044 |
| 18 | УБТС178х90 | 24 | 178 | 90 | 3,489 |
| 19 | Переводник П-147/133 | 0,524 | 178 | 95 | 0,044 |
| 20 | ПК-127х9 Л | До устья | 127 | 108,6 | 28,462 |

Таблица А.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1160–1850 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Сум. вес, т |
|---|----------------------------|----------|--------------------|-------------------|-------------|
| Бурение под техническую колонну (1160–1850) | | | | | |
| 1 | 295,3 FD 388МН-А66-01 | 0,441 | 295,3 | - | 0,09 |
| 2 | Переводник М-152/152 | 0,391 | 197 | 101 | 0,037 |
| 3 | 1-КА295,3 СТК | 0,395 | 295,3 | 80 | 0,093 |
| 4 | Переводник П-152/171 | 0,517 | 203 | 122 | 0,068 |
| 5 | МВР-240Т | 8,487 | 240 | - | 2,350 |
| 6 | Переливной клапан ПК-240РС | 0,48 | 240 | 55 | 0,102 |
| 7 | Клапан обратный КОБ-240РС | 0,375 | 240 | 55 | 0,157 |
| 8 | Переводник П-171/161 | 0,517 | 203 | 101 | 0,053 |
| 9 | УБТС2-203 | 24 | 203 | 80 | 5,136 |
| 10 | Переводник П-88/147 | 0,350 | 178 | 58 | 0,040 |
| 11 | УБТС178*90 | 24 | 178 | 88 | 3,4896 |
| 12 | Переводник П-147/133 | 0,524 | 178 | 95 | 0,044 |
| 13 | Яс SJ-172 | 5,6 | 172 | 72 | 0,682 |
| 14 | Переводник П-133/147 | 0,52 | 0,178 | 101 | 0,046 |
| 15 | УБТС178*90 | 12 | 178 | 88 | 1,7445 |
| 16 | Переводник П-147/133 | 0,524 | 178 | 95 | 0,044 |
| 17 | ПК-127х9 Л | До устья | 127 | 108,62 | 47,477 |

Таблица А.4 – КНБК для бурения эксплуатационной колонны (1850–2920 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Сум. вес, т |
|--|------------------------------|----------|-----------------------|-------------------------|-------------|
| Бурение под эксплуатационную колонну (1850–2920) | | | | | |
| 1 | У8 190,5 СТ 3Т | 0,35 | 190,5 | - | 0,03 |
| 2 | Переводник М-117/117 | 0,356 | 146 | 78 | 0,040 |
| 3 | КЛ 190,5 СТК | 0,4 | 190,5 | 78 | 0,043 |
| 4 | Переводник | 0,356 | 146 | 78 | 0,040 |
| 5 | ДГР-165.7/8.49 | 7,1 | 166 | - | 1,015 |
| 6 | Переводник П-117/122 | 0,350 | 146 | 80 | 0,040 |
| 7 | Переливной клапан ПК-165 | 0,814 | 165 | 50 | 0,097 |
| 8 | Клапан обратный КОБ-165РС | 0,875 | 165 | - | 0,09 |
| 9 | Переводник П-122/121 | 0,350 | 178 | 58 | 0,038 |
| 10 | УБТС2-146 | 24 | 146 | 68 | 2,472 |
| 11 | Переводник П-121/102 | 0,350 | 178 | 58 | 0,040 |
| 12 | Яс SJ-120 | 5,5 | 120 | 72 | 0,320 |
| 13 | Переводник П-102/121 | 0,496 | 146 | 78 | 0,031 |
| 14 | УБТС2-146 | 24 | 146 | 68 | 2,472 |
| 15 | Переводник 121/133 | 0,320 | 120 | 58 | 0,040 |
| 16 | ПК-127x9 Л | 2854 | 127 | 108,62 | 76,833 |

Приложение Б

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Б.1 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

| Наименование материала | Назначение | Упаков-ка, ед. изм. | Потребное количество реагентов | | | | | | | | | |
|----------------------------|------------------------------------|------------------------|--------------------------------|------|-----------|-------|---------------------|------|--------------------------|------|---------|-----|
| | | | Направление | | Кондуктор | | Техническая колонна | | Эксплуатационная колонна | | Итого | |
| | | кг | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп |
| каустическая сода | Регулятор щелочности (рН) | 25 | 61,3 | 2,5 | 231,5 | 9,3 | 110,5 | 4,4 | 84,7 | 3,4 | 487,96 | 20 |
| кальцинированная сода | Регулятор жесткости | 25 | 61,3 | 2,5 | 514,4 | 20,6 | 245,6 | 9,8 | 188,2 | 7,5 | 1009,5 | 41 |
| РАС HV | Высоковязкий понизитель фильтрации | 25 | | | 2057,6 | 82,3 | 982,5 | 39,3 | 752,7 | 30,1 | 3792,8 | 152 |
| РАС LV | Низковязкий понизитель фильтрации | 25 | | | 4629,6 | 185,2 | 2210,5 | 88,4 | 1693,7 | 67,7 | 8533,8 | 342 |
| NaCl техническая соль | предотвращение растворения солей | 1000 | | | 61726,6 | 61,7 | 29473,9 | 29,5 | 22582,5 | 22,6 | 113784 | 114 |
| Смазочная добавка ReoLub | Смазочная добавка | 172 | | | 663,6 | 3,9 | 316,8 | 1,8 | 242,8 | 1,4 | 1223,2 | 8 |
| барит | Утяжелитель | 1000 | 12901,9 | 12,9 | | | | | | | 12901,9 | 13 |
| глина ПБМБ | Структурообразователь | 1000 | 3676,4 | 3,7 | 46295,7 | 46,3 | 22105,4 | 22,1 | 16936,8 | 16,9 | 89014 | 90 |
| CaCO ₃ Мел | кольматант, регулятор плотности | 1000 | | | 5518,95 | 5,52 | 36919,2 | 36,9 | 12819,4 | 12,8 | 114030 | 115 |
| Сайпан | понизитель водоотдачи | 23 | | | 1800,4 | 78,3 | 859,7 | 37,4 | 658,7 | 28,6 | 3318,7 | 145 |
| ATREN-ANTI FOAM МАРКИ В | предотвращение пенообразования | 30 | | | 102,9 | 3,4 | 49,1 | 1,6 | 37,6 | 1,3 | 189,64 | 7 |

Таблица Б.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2920 м

| Направление Интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k _{каверн.} | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
|---|------|---------------------------|--|--|----------------------|---|
| от | до | | | | | |
| 0 | 40 | 40 | 490 | - | 1,3 | 9,8 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V_{фил} = 0,11 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V_{пот} = 6,2 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V_{спо} = 0,2 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V₁ = 54,8 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V_{бр} = 61,3 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал | | | | | | V_{перев1} = 0 |
| Кондуктор Интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k _{каверн.} | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| от | до | | | | | |
| 40 | 1160 | 1120 | 393,7 | 426 | 1,3 | 182,4 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V_{фил} = 2,46 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V_{пот} = 112,6 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V_{спо} = 4,6 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V₂ = 227,4 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | V_{бр} = 347,1 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V_{2'} = 514,4 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал | | | | | | V_{перев2} = 32,9 |
| Тех. колонна Интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k _{каверн.} | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| от | до | | | | | |
| 1160 | 1850 | 690 | 295,3 | 323,9 | 1,2 | 142,5 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V_{фил} = 0,07 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V_{пот} = 35,1 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V_{спо} = 5,1 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V₂ = 290,0 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | V_{бр} = 330,3 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V_{2'} = 245,6 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал | | | | | | V_{перев2} = 181,9 |
| Экспл. колонна Интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k _{каверн.} | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
| от | до | | | | | |
| 1850 | 2920 | 1070 | 190,5 | 244,5 | 1,15 | 111,1 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V_{фил} = 0,98 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V_{пот} = 22,2 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V_{спо} = 8,0 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V₄ = 227,1 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | V_{бр} = 258,3 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V_{4'} = 188,2 |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал | | | | | | V_{перев2} = 145 |

Приложение В

Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

Таблица В.1 – Нормативная карта

| Наименование работ | Тип и размер долота | Интервал бурения, м | | Норма | | Проходка в интервале, м | Количество долблений, шт. | Время механического бурения, час | СПО и прочие работы, час | Всего |
|--------------------------------------|---------------------|---------------------|------|-----------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------------|--------|
| | | от | до | Проходка на долото, м | Время бурения 1 м, час | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Бурение под направление | 490,0 GRDP425 | 0 | 40 | 500 | 0,033 | 40 | 0,18 | 3 | 0,17 | 3,17 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,20 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,25 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,90 |
| Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,13 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 12,37 |
| Смена обтираторов (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,33 |
| Итого: | | | | | | | | | | 18,34 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,92 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,10 |
| Итого: | | | | | | | | | | 19,36 |
| Бурение под кондуктор | 393,7 FD816MH | 40 | 1160 | 3000 | 0,033 | 1120 | 0,37 | 37 | 3,04 | 40,04 |
| Промывка (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,80 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 15,50 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,30 |
| Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,22 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 43,99 |
| Смена обтираторов (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,50 |
| Итого: | | | | | | | | | | 105,35 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 5,27 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,50 |
| Итого: | | | | | | | | | | 111,11 |

Продолжение таблицы В.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--------------------------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Бурение под техническую колонну | 295,3 FD 388MH-A66-01 | 1160 | 1850 | 800 | 0,04 | 690 | 0,19 | 6 | 5,04 | 30,04 |
| Промывка (регламент/ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,85 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 2,00 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,30 |
| Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,40 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 41,31 |
| ГТИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 6,90 |
| Шаблонировка после ГТИ | | | | | | | | | | 1,80 |
| Смена обтираторов (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,17 |
| Итого: | | | | | | | | | | 72,76 |
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 3,64 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,00 |
| Итого: | | | | | | | | | | 77,40 |
| Бурение под эксплуатационную колонну | У8-190,5 ST-3TK | 70,13 | 70,13 | 70,13 | 70,13 | 70,13 | 70,13 | 70,13 | 70,13 | 70,13 |
| Привязочный картаж | | | | | | | | | | 2,11 |
| Отбор керна | У9-190,5/80 SC-3T | 22,95 | 22,95 | 22,95 | 22,95 | 22,95 | 22,95 | 22,95 | 22,95 | 22,95 |
| Бурение под эксплуатационную колонну | У8-190,5 ST-3TK | 9,81 | 9,81 | 9,81 | 9,81 | 9,81 | 9,81 | 9,81 | 9,81 | 9,81 |
| Промывка (регламент/ЕНВ) | | | | | | | | | | 1,26 |
| Наращивание (ЕНВ) | | | | | | | | | | 18,25 |
| Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 4,70 |
| Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,50 |
| Крепление (ЕНВ) | | | | | | | | | | 52,06 |
| ГТИ (ЕНВ) | | | | | | | | | | 6,10 |
| Шаблонировка после ГТИ | | | | | | | | | | 2,30 |
| Смена обтираторов (ЕНВ) | | | | | | | | | | 0,50 |
| Выброс инструмента (ЕНВ) | | | | | | | | | | 12,67 |
| Проверка ПВО (регламент/ЕНВ) | | | | | | | | | | 28,97 |
| Итого: | | | | | | | | | | 232,31 |

Продолжение таблицы В.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|--------|
| Ремонтные работы (ЕНВ) | | | | | | | | | | 18,59 |
| Смена вахт (ЕНВ) | | | | | | | | | | 6,67 |
| Итого: | | | | | | | | | | 257,57 |
| Итого по колоннам: | | | | | | | | | | 465,44 |

Приложение Г

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Таблица Г.1 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Подготов. работы | | Направление | | Кондуктор | | ТК | | ЭК | |
|---|-------------------|------------------------|------------------|-------|-------------|-------|-----------|-------|--------|-------|--------|--------|
| | | | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Затраты зависящие от времени | | | | | | | | | | | | |
| Повременная з/п буровой бригады | сут | 129,15 | 4,0 | 516,6 | | | | | | | | |
| Социальные отчисления, 30,4% | | | | 157,0 | | | | | | | | |
| Сдельная з/п буровой бригады | сут | 138,19 | | | 0,3 | 40,3 | 2,8 | 386,5 | 1,5 | 207,8 | 8,6 | 1183,3 |
| Социальные отчисления, 30,4% | | | | | | 12,2 | | 117,5 | | 63,2 | | 359,7 |
| Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера | сут | 11,6 | 4,0 | 46,4 | | | | | | | | |
| Социальные отчисления, 30,4% | | | | 14,1 | | | | | | | | |

Продолжение таблицы Г.1

| | | | | | | | | | | | | |
|---|-----|--------|-----|--------|-----|-------|-----|--------|-----|--------|-----|---------|
| Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера | сут | 14,4 | | | 0,3 | 4,2 | 2,8 | 40,3 | 1,5 | 21,7 | 8,6 | 123,3 |
| Социальные отчисления, 30,4% | | | | | | 1,3 | | 12,2 | | 6,6 | | 37,5 |
| Содержание бурового оборудования | сут | 252,86 | 4,0 | 1011,4 | 0,3 | 73,7 | 2,8 | 707,2 | 1,5 | 380,3 | 8,6 | 2165,2 |
| Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов | сут | 1433 | 4,0 | 5732,0 | 0,3 | 417,6 | 2,8 | 4007,9 | 1,5 | 2155,2 | 8,6 | 12270,6 |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями | сут | 224,6 | | 0,0 | | | 2,8 | 628,2 | 1,5 | 337,8 | 0,4 | 80,1 |
| Прокат ВЗД | сут | 103,6 | | | | | 2,8 | 289,8 | 1,5 | 155,8 | 0,4 | 37,0 |
| Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции | сут | 8,9 | 4,0 | 35,6 | 0,3 | 2,4 | 2,8 | 24,9 | 1,5 | 13,4 | 8,6 | 76,2 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|---|---------|--------|-----|--------|------|--------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|
| Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении. | сут | 7,54 | | | 0,3 | 2,0 | 2,8 | 21,1 | 1,5 | 11,3 | 8,6 | 64,6 |
| Плата за подключенную мощность. | кВт/сут | 149,48 | | | 0,3 | 40,4 | 2,8 | 418,1 | 1,5 | 224,8 | 8,6 | 1280,0 |
| Эксплуатация трактора | сут | 33,92 | 4,0 | 135,7 | 0,3 | 9,9 | 2,8 | 94,9 | 1,5 | 51,0 | 8,6 | 290,5 |
| Автомобильный спец транспорт | сут | 100,4 | 4,0 | 401,6 | 0,3 | 29,3 | 2,8 | 280,8 | 1,5 | 151,0 | 8,6 | 859,7 |
| Амортизация кухни-столовой | сут | 5,53 | 4,0 | 22,1 | 0,3 | 1,5 | 2,8 | 15,5 | 1,5 | 8,3 | 8,6 | 47,4 |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт | сут | 169,29 | 4,0 | 677,2 | 0,3 | 49,3 | 2,8 | 473,5 | 1,5 | 254,6 | 8,6 | 1449,6 |
| Каустическая сода | т | 140,3 | | | 0,1 | 11,2 | 0,3 | 35,3 | 0,1 | 9,7 | 0,2 | 23,5 |
| Глина ПБМБ | т | 284,6 | | | 8,0 | 2280,1 | 45,3 | 12883,8 | 12,4 | 3539,0 | 30,2 | 8586,0 |
| Кальцинированная сода | т | 124,8 | | | 0,1 | 10,0 | 0,5 | 62,8 | 0,1 | 17,2 | 0,3 | 41,8 |
| РАС-HV | т | 738,7 | | | | | 2,5 | 1857,8 | 0,7 | 510,3 | 1,7 | 1238,1 |
| РАС-LV | т | 681,6 | | | | | 5,0 | 3428,4 | 1,4 | 941,8 | 3,4 | 2284,8 |
| REOLUB | т | 472,9 | | | | | 2,5 | 1189,3 | 0,7 | 326,7 | 1,7 | 792,6 |
| NaCl | т | 99,7 | | | | | 50,3 | 5014,9 | 13,8 | 1377,5 | 33,5 | 3342,0 |
| Atren antifoam | т | 954,7 | | | | | 0,1 | 96,0 | 0,1 | 48,7 | 0,1 | 64,0 |
| Барит | т | 76,1 | | | 25,9 | | 118,6 | 9026,9 | 166,5 | 12667,8 | 161,9 | 12318,5 |
| Мел | т | 64,9 | | | | | | | | | | |
| Итого затрат зависящих от времени, руб | | | | 8749,8 | | 2985,4 | | 41113,4 | | 23481,4 | | 49015,7 |
| Затраты, зависящие от объема работ | | | | | | | | | | | | |
| 490,0 GRDP425 | шт | 1985,7 | | | 0,2 | 357,4 | | | | | | |
| 393,7 FD816MH | шт | 1522,0 | | | | | 0,4 | 563,1 | | | | |
| 295,3 FD 388MH-A66-01 | шт | 4458,6 | | | | | | | 0,2 | 836,0 | | |
| У8-190,5 ST-3TK | шт | 5254,6 | | | | | | | | | 0,35 | 1861,6 |

Продолжение таблицы Г.1

| | | | | | | | | | | | | |
|--|----|--------|----------|--|----------|-------|----------|-------|---------|------|---------|-------|
| У9-190,5/80 SC-3Т | шт | 4463,0 | | | | | | | | 0,08 | 357,0 | |
| Калибратор 3-К490,0 СТ | шт | 890,5 | | | 0,2 | 160,3 | | | | | | |
| Калибратор 2-КА393,7 СТК | шт | 565,4 | | | | | 0,4 | 209,2 | | | | |
| Калибратор 1-КА295,3 СТК | шт | 415,5 | | | | | | | 0,2 | 77,9 | | |
| Калибратор КЛ 190,5 СТК | шт | 290,3 | | | | | | | | | 0,4 | 102,8 |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, руб | | | 0,0 | | 517,7232 | | 772,3306 | | 913,9 | | 2321,5 | |
| Итого по колоннам, руб | | | 8749,752 | | 3503,109 | | 41885,72 | | 24395,3 | | 51337,2 | |
| Всего по сметному расчету, руб | | | 255216,7 | | | | | | | | | |

Таблица Г.2 – Сметный расчет на крепление скважины

| Наименование затрат | Единица измерения | Стоимость единицы, руб | Направление | | Кондуктор | | ТК | | ЭК | |
|--|-------------------|------------------------|-------------|-------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | | | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма | кол-во | сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Затрат зависящие от времени | | | | | | | | | | |
| Оплата труда буровой бригады | сут | 129,15 | 0,5 | 66,5 | 1,8 | 236,7 | 1,7 | 222,3 | 2,2 | 280,2 |
| Социальные отчисления, 30,4% | | | | 20,2 | | 72,0 | | 67,6 | | 85,2 |
| Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера | сут | 11,6 | 0,5 | 6,0 | 1,8 | 21,3 | 1,7 | 20,0 | 2,2 | 25,2 |
| Социальные отчисления, 30,4% | | | | 1,8 | | 6,5 | | 6,1 | | 7,6 |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение | сут | 7,54 | 0,5 | 3,9 | 1,8 | 13,8 | 1,7 | 13,0 | 2,2 | 16,4 |
| Содержание бурового оборудования | сут | 252,86 | 0,5 | 130,3 | 1,8 | 463,5 | 1,7 | 435,2 | 2,2 | 548,5 |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин | сут | 1433 | 0,5 | 738,4 | 1,8 | 2626,5 | 1,7 | 2466,3 | 2,2 | 3108,5 |
| Плата за подключенную мощность | сут | 138,89 | 0,5 | 71,6 | 1,8 | 254,6 | 1,7 | 239,0 | 2,2 | 301,3 |
| Эксплуатация ДВС | сут | 8,9 | 0,5 | 4,6 | 1,8 | 16,3 | 1,7 | 15,3 | 2,2 | 19,3 |
| Амортизация вагон-домиков 10 шт | сут | 169,29 | 0,5 | 87,2 | 1,8 | 310,3 | 1,7 | 291,4 | 2,2 | 367,2 |
| Эксплуатация бульдозера | сут | 18,4 | 0,5 | 9,5 | 1,8 | 33,7 | 1,7 | 31,7 | 2,2 | 39,9 |
| Эксплуатация трактора | сут | 33,92 | 0,5 | 17,5 | 1,8 | 62,2 | 1,7 | 58,4 | 2,2 | 73,6 |
| Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км | т | 8,21 | 8,0 | 65,7 | 18,0 | 147,8 | 19,0 | 156,0 | 20,0 | 164,2 |
| БКМ-426 («Уралнефтемаш») | шт | 142,57 | 1,0 | 142,6 | | | | | | |
| БКМ-324 («Уралнефтемаш») | шт | 74,77 | | | 1,0 | 74,8 | | | | |
| БКМ-245 («Уралнефтемаш») | шт | 56,93 | | | | | 1,0 | 56,9 | | |
| БКМ-146 («Уралнефтемаш») | шт | 75,4 | | | | | | | 1,0 | 75,4 |
| ЦПЦ-426/490 («НефтьКам») | шт | 45,1 | 9,0 | 405,9 | | | | | | |
| ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам») | шт | 34,6 | | | 47,0 | 1626,2 | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|------------------------------|----|--------|-----|-------|-----|-------|------|-------|------|--------|
| ЦППЦ-245/295 («НефтьКам») | шт | 19,4 | | | | | 40,0 | 776,0 | | |
| ЦППЦ-146/190,5 («НефтьКам») | шт | 16,5 | | | | | | | 81,0 | 1336,5 |
| ЦКОД-426 («Уралнефтемаш») | шт | 398,94 | 1,0 | 398,9 | | | | | | |
| ЦКОД-324 («Уралнефтемаш») | шт | 113,1 | | | 1,0 | 113,1 | | | | |
| ЦКОД-245 («Уралнефтемаш») | шт | 105 | | | | | 1,0 | 105,0 | | |
| ЦКОД-146 («Уралнефтемаш») | шт | 99 | | | | | | | 1,0 | 99,0 |
| ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш») | шт | 126,4 | 1,0 | 126,4 | | | | | | |
| ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш») | шт | 59,15 | | | 1,0 | 59,2 | | | | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--|--------|--------|------|--------|--------|----------|--------|----------|--------|-----------|
| ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш») | шт | 30,12 | | | | | 1,0 | 30,1 | | |
| ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш») | шт | 21,5 | | | | | | | 2,0 | 43,0 |
| Головка цементировочная ГЦУ-426 | шт | 2845 | 1,0 | 2845,0 | | | | | | |
| Головка цементировочная ГЦУ-324 | шт | 2550 | | | 1,0 | 2550,0 | | | | |
| Головка цементировочная ГЦУ-245 | шт | 2360 | | | | | 1,0 | 2360,0 | | |
| Головка цементировочная ГЦУ-146 | шт | 1828 | | | | | | | 1,0 | 1828,0 |
| Итого затрат зависящих от времени, руб | | | | 5141,9 | | 8688,3 | | 7350,2 | | 8418,8 |
| Затрат зависящие от объема работ | | | | | | | | | | |
| Обсадные трубы 426х10 Д | м | 37,21 | 40,0 | 3348,9 | | | | | | |
| Обсадные трубы 324х8,5 Д | м | 28,53 | | | 1160,0 | 34236 | | | | |
| Обсадные трубы 245х8,9 Е | м | 19,8 | | | | | 1850,0 | 26730,0 | | |
| Обсадные трубы 146х8,5 Е | м | 17,8 | | | | | | | 2920,0 | 47170 |
| Портландцемент тампонажный ПЦТ-І-50 | т | 26,84 | 8,4 | 225,5 | 12,3 | 330,1 | 11,4 | 306,0 | 9,4 | 252,3 |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50 | т | 32 | | | 28,6 | 915,2 | 7,7 | 246,4 | 23,9 | 764,8 |
| Заливка колонны, тампонажный цех | агр/оп | 145,99 | 2,0 | 292,0 | 3,0 | 438,0 | 5,0 | 730,0 | 6,3 | 919,7 |
| Затворение цемента, тампонажный цех | т | 6,01 | 2,8 | 16,8 | 25,9 | 155,5 | 54,8 | 329,3 | 5,8 | 34,9 |
| Работа ЦСМ, тампонажный цех | ч | 36,4 | 1,0 | 36,4 | 1,1 | 40,0 | 1,5 | 54,6 | 0,3 | 10,9 |
| Опресовка колонны, тампонажный цех, | агр/оп | 87,59 | 1,0 | 87,6 | 1,0 | 87,6 | 1,0 | 87,6 | 1,0 | 87,6 |
| Работа КСКЦ 01, тампонажный цех | агр/оп | 80,6 | | | | | 1,0 | 80,6 | 1,0 | 80,6 |
| Пробег ЦА-320М | км | 36,8 | 3,0 | 110,4 | 8,5 | 312,8 | 14,0 | 515,2 | 15,6 | 574,1 |
| Пробег УС6-30 | км | 36,8 | 1,0 | 36,8 | 3,0 | 110,4 | 4,0 | 147,2 | 5,0 | 184,0 |
| Пробег КСКЦ 01 | км | 40,8 | | | | | 1,0 | 40,8 | 2,0 | 81,6 |
| Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех | ч | 15,49 | | | 16,0 | 247,8 | 24,0 | 371,8 | 24,0 | 371,8 |
| Итого затрат зависящих от объема бурения, руб | | | | 4154,3 | | 36873,45 | | 29639,42 | | 50532,241 |
| Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб | | | | | | | | 121199,4 | | |
| Всего по сметному расчету, руб | | | | | | | | 150798,7 | | |

Таблица Г.3 – Сводный сметный расчет

| № п/п | Наименование работ и затрат | Сумма в ценах 1984 года, руб | Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб |
|-------|---|------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины | | |
| 1.1 | Подготовка площадки, строительство подъездного пути | 169 320 | 2 908 504,59 |
| | Итого по главе 1 | 169 320 | 2 908 504,59 |
| 2 | Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования | | |
| 2.1 | Строительство и монтаж, разборка и демонтаж | 73 518 | 5 804 981,28 |
| 2.2 | Монтаж и демонтаж оборудования для испытания | 11 351 | 896 274,96 |
| | Итого по главе 2 | 84 869 | 6 701 256,24 |
| 3 | Глава 3. Бурение и крепление скважины | | |
| 3.1 | Бурение скважины | 255 217 | 20 151 914,20 |
| 3.2 | Крепление скважины | 150 799 | 11 907 067,71 |
| | Итого по главе 3 | 406 015 | 32 058 981,91 |
| 4 | Глава 4. Испытание скважины на продуктивность | | |
| 4.1 | Испытание на продуктивность | 35 025 | 2 765 554,62 |
| | Итого по главе 4 | 35 025 | 2 765 554,62 |
| 5 | Глава 5. Промыслово-геофизические работы | | |
| 5.1 | Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4 | 48 514 | 3 830 699,02 |
| | Итого по главе 5 | 48 514 | 3 830 699,02 |
| 6 | Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время | | |
| 6.1 | Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2 | 13 726 | 1 083 820,99 |
| 6.2 | Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2 | 1 017 | 80 283,04 |
| 6.3 | Эксплуатация котельной установки | 32 470 | 2 563 831,20 |
| | Итого по главе 6 | 47 213 | 3 727 935,22 |
| | ИТОГО прямых затрат | 790 957 | 51 992 931,61 |
| 7 | Глава 7. Накладные расходы | | |
| 7.1 | Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат | 158 191 | 10 398 586,32 |
| | Итого по главе 7 | 158 191 | 10 398 586,32 |
| 8 | Глава 8. Плановые накопления | | |
| 8.1 | Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов | 75 932 | 4 991 321,43 |
| | Итого по главе 8 | 75 932 | 4 991 321,43 |
| | ИТОГО по главам 1-8 | 1 025 080 | 67 382 839,37 |

Продолжение таблицы Г.3

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------------------|--|-----------|----------------|
| 9 | Глава 9. Прочие работы и затраты | | |
| 9.1 | Премии и прочие доплаты, 15% | 251 145 | 16 508 795,65 |
| 9.2 | Вахтовые надбавки, 4,4% | 45 104 | 2 964 844,93 |
| 9.3 | Северные надбавки 2,98% | 30 547 | 2 008 008,61 |
| 9.4 | Промыслово-геофизические работы | - | 7 500 000,00 |
| 9.5 | Услуги по отбору керна | - | 1 500 000,00 |
| 9.6 | Транспортировка керна | - | 48 000,00 |
| 9.7 | Изготовление керновых ящиков | - | 14 000,00 |
| 9.8 | Авиатранспорт | - | 2 769 000,00 |
| 9.9 | Транспортировка вахт автотранспортом | - | 136 000,00 |
| 9.10 | Бурение скважины на воду | - | 920 000,00 |
| 9.11 | Перевозка вахт | - | 107 000,00 |
| 9.12 | Услуги связи на период строительства скважины | - | 38 000,00 |
| | Итого прочих работ и затрат | 326 795 | 33 685 649,19 |
| | ИТОГО по гл 1-9 | 1 351 875 | 101 068 488,56 |
| 10 | Глава 10 | | |
| 10.1 | Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8 | 2 050 | 134 765,68 |
| | Итого по главе 10 | 2 050 | 134 765,68 |
| 12 | Глава 12 | | |
| 12.1 | Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт | 67 696 | 4 963 112,71 |
| | Итого по главе 12 | 67 696 | 4 963 112,71 |
| ИТОГО | | 1 421 622 | 106 994 366,95 |
| ВСЕГО ПО СМЕТЕ | | | 106 994 366,95 |
| НДС | | | 19 258 986,05 |
| ВСЕГО с учетом НДС | | | 126 253 353,00 |

Приложение Д

(Обязательное)

Социальная ответственность

Таблица Д.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Нормативные документы |
|--|---|
| Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха | ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности |
| Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения | Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» |
| Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током | ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) |
| Повышенное образование электростатических зарядов | ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования |
| Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума | ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности |
| Повышенный уровень вибрации | ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования |
| Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды | МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях |
| Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего | ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности |
| Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты | ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности |
| Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего | ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация ГОСТ Р ЕН 358-2008 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Средства защиты втягивающего типа. Общие технические требования. Методы испытаний |

ПРИЛОЖЕНИЕ К

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной вертикальной скважины глубиной 2920 метров на газовом месторождении (Красноярский край)

Предприятие: ССК
 Месторождение:
 Оборудование:
 Буровая установка: Уралмаш ЗД-3000
 Лебедка: ЛБ-1200 К
 Талевая система: 5х6
 Ротор: Р – 560
 Насосы: УНБТ – 750

| | Характеристика бурльных труб для бурения интервала под эксплуатационную колонну | | | |
|------|---|--------------------|------------------|-----------------|
| | Диаметр, мм | Толщина стенки, мм | Группа прочности | Длина секции, м |
| УБТС | 146 | 39 | М | 48 |
| ТБПК | 127 | 9,19 | Л | 2854 |

| Геологическая часть | | | | | | | Техническая часть | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------------|--------------|------|-------|--------------------------------------|-------------|-------------------|--------------------------------|----------------------|----------|----------|---------------------|-----------------------|-----------------|------------------|---------------------------------|-------------------------------|--|-----------------------------|------------|----------|
| Глубина, м | по вертикали | Стратиграфия | | | | Температура | Отбор керна | Интервалы возможных осложнений | Конструкция скважины | | | Тип и размер долота | Тип бурового раствора | Объем выработки | Объем малярки, л | Число выходов бурового раствора | Продолжительность насоса, л/с | Диаметр бутика, мм / диаметр насоса, мм / кол-во насосов, шт | Параметры бурового раствора | Примечание | |
| | | Система | Свая | Песок | Высокотемпературные пластичные масла | | | | 490 мм | 293,7 мм | 295,3 мм | | | | | | | | | | 190,5 мм |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | | |
| 100 | | Чет. | Чет. | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 300 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 700 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 800 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 900 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1300 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1500 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1700 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1800 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1900 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2200 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2300 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2500 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2700 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2800 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2900 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3000 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

- каменная соль
- алевролиты
- газонасыщенность
- сульфиды
- известняк
- аргиллиты
- песчаники
- сульфиды
- доломиты
- доломито-ангидриты
- глинистые доломиты

Приложение Л

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1850–2920 м

