

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на газоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.143:622.243.22:622.324(24:181m2330)(571.16)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------------|
| 3-2Б62Т | Проскура Егор Викторович | | 02.06.2020 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалёв Артём Владимирович | к.т.н. | | 04.06.2020 |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 03.06.2020 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. | | 03.06.2020 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
 (бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | Фамилия Имя Отчество |
|---------|--------------------------|
| З-2Б62Т | Проскура Егор Викторович |

Тема работы:

| | |
|--|--------------------------|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на газоконденсатном месторождении (Томская область) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 59-116/с от 28.02.2020 |

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

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

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

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалёв Артём Владимирович | к.т.н. | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------------|
| 3-2Б62Т | Проскура Егор Викторович | | 02.03.2020 |

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

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 16.03.2020 | 1. Горно-геологические условия бурения скважины | 5 |
| 03.04.2020 | 2. Технологическая часть проекта | 40 |
| 24.04.2020 | 3. Бурение с применением РУС с моторизированной секцией (Vortex) | 15 |
| 12.05.2020 | 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15 |
| 19.05.2020 | 5. Социальная ответственность | 15 |
| 04.06.2020 | 6. Предварительная защита | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Ковалёв Артём Владимирович | к.т.н. | | 02.03.2020 |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | — | | 02.03.2020 |

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

Студенту:

| | |
|--------------------------|--|
| Группа 3-2Б62Т | ФИО Проскура Егор Викторович |
|--------------------------|--|

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

| | |
|--|--|
| Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: | |
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | 1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины. |
| 2. Планирование и формирование бюджета НТИ | 1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ. |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ | 2. Расчет сметной стоимости строительства скважины. |

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

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б62Т | Проскура Егор Викторович | | 02.03.2020 |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Студенту:

| | |
|---------|--------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б62Т | Проскура Егор Викторович |

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

| | |
|---|---|
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность» | |
| Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на газоконденсатном месторождении (Томская область) |
| 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 | 1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47 |
| 2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | 2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте. |
| 3. Экологическая безопасность: | 3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности. |

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

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Сечин Андрей Александрович | к.т.н | | 03.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------------------|---------|------------|
| 3-2Б62Т | Проскура Егор Викторович | | 03.03.2020 |

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страниц, 12 рисунков, 48 таблиц, 39 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2330 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Цель работы – выбор рациональной технологии бурения для проектируемой разведочной вертикальной скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Необходимые решения задач для поставленной цели:

- детальное изучение литолого-стратиграфических характеристик представленного геологического разреза;
- исследование связи параметров режима бурения с проводкой проектируемой скважины без осложнений с обеспечением нормативных сроков на строительство;
- анализ техники и технологии бурения, а также обоснование выбора конструкции и элементов КНБК;
- изучение влияния выбранного бурового раствора на качество вскрытия пласта;
- обеспечение безопасности производственных процессов при бурении скважины.
- рентабельность скважины в условиях трудноизвлекаемых запасов.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики, разработаны технологические решения по строительству разведочной вертикальной скважины.

Определения. Обозначения. Сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

БУ – буровая установка;

ГКС – гидравлический канал связи;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГТН – геолого-технический наряд;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ЭКС – электропроводной канал связи;

ЭМКС – электромагнитный канал связи.

Оглавление

| | |
|---|----|
| Введение | 13 |
| 1 Горно-геологические условия бурения скважины..... | 14 |
| 1.1 Геологическая характеристика разреза скважин | 14 |
| 1.2 Характеристика нефтегазоводности месторождения | 14 |
| 1.3 Зоны возможных осложнений..... | 15 |
| 2 Технологическая часть проекта..... | 17 |
| 2.1 Обоснование конструкции скважины | 17 |
| 2.2 Проектирование конструкции скважины | 17 |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины..... | 17 |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений..... | 17 |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска | 18 |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования | 19 |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн..... | 19 |
| 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн | 19 |
| 2.3 Проектирование процессов углубления скважины..... | 20 |
| 2.3.1 Выбор способа бурения | 20 |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента | 20 |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото | 22 |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота..... | 22 |
| 2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора..... | 23 |
| 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя..... | 25 |
| 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны..... | 25 |
| 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов | 26 |
| 2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины | 29 |
| 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна | 32 |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин | 32 |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн | 32 |
| 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн..... | 36 |
| 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины..... | 37 |
| 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин..... | 40 |
| 2.5 Выбор буровой установки..... | 41 |

| | |
|--|-----------|
| 3 Бурение с применением РУС с моторизированной секцией (Vortex)..... | 43 |
| 3.1 Преимущество и недостатки РУС в качестве забойного бурового оборудования | 44 |
| 3.1 PowerDrive vortex | 45 |
| 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 51 |
| 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин..... | 51 |
| 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение | 51 |
| 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции | 53 |
| 4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей | 54 |
| 4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента..... | 55 |
| 4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .. | 55 |
| 4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы..... | 57 |
| 4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами..... | 57 |
| 4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ | 58 |
| 4.2 Линейный календарный график выполнения работ | 58 |
| 4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины | 59 |
| 4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины | 59 |
| 4.3.2 Расчет технико-экономических показателей | 60 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 63 |
| 5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства | 63 |
| 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 64 |
| 5.2 Производственная безопасность | 65 |
| 5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов | 66 |
| 5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата | 66 |
| 5.2.1.2 Превышение уровня шума..... | 67 |
| 5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света..... | 67 |
| 5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны | 68 |
| 5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека | 68 |
| 5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия | 69 |

| | |
|--|-----|
| 5.2.2.1 Электробезопасность..... | 69 |
| 5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность..... | 70 |
| 5.3 Экологическая безопасность..... | 71 |
| 5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны..... | 71 |
| 5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы..... | 72 |
| 5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы..... | 72 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 73 |
| Заключение..... | 75 |
| Список использованных источников..... | 77 |
| Приложение А..... | 80 |
| Приложение Б..... | 84 |
| Приложение В..... | 86 |
| Приложение Г..... | 87 |
| Приложение Д..... | 91 |
| Приложение Е..... | 93 |
| Приложение Ж..... | 96 |
| Приложение И..... | 102 |

Введение

Разведочное бурение предназначено для разведки месторождений полезных ископаемых. Разведочные скважины являются ориентиром для оконтуривания месторождения и определения запасов полезного ископаемого. Качественный проект позволяет установить горнотехнические условия и выбрать способы эксплуатации разрабатываемого месторождения, а также выявить рентабельность разработки месторождения и возможность предупреждения аварии при бурении следующих скважин.

При проведении анализа горно-геологических условий бурения проектируемой скважины были отображены особенности газоносного горизонта. На протяжении всей скважины преимущественно выделяются мягкие и средние по твердости породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов и известняков, тип коллектора поровый. Проект предусматривает актуальные рекомендации при которых минимизируются все встречаемые осложнения при строительстве скважин на различных интервалах бурения. В интервале бурения 2290-2305 м возможно возникновение газонефтеводопроявления, возникающие при нарушении технологических параметров.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2330 м.

В работе ставится и частная задача: проанализировать и рассмотреть достоинства и недостатки при использовании РЭС PowerDrive Vortex.

Так же, основными задачами проектирования во всех основных сферах является: технологическая, экономическая, безопасность труда и охрана окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах А.1-А.3 приложения А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–2330 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников.

По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в таблице 1.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 3 водоносными и 1 газоносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2290-2305 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 100 м³/сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 1- Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность, г/см ³ | Свободный дебит, м ³ /сут | Фазовая проницаемость, мД | Относится к источнику питьевого водоснабжения, краткая характеристика химического состава |
|---|--------------|-------------|----------------|------------------------------|---|---------------------------------|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Газоносность | | | | | | | |
| К ₁ (Б ₁₁₋₁₂) | 2290 | 2305 | поровый | 0,718 | 10-100 | 5-50 | - |
| Водоносность | | | | | | | |
| Q-Р ₃ | 0 | 230 | поровый | 1,000 | - | 2500 | Да. Минерализ, 0,3г/л |
| К ₁₋₂ | 762 | 1647 | поровый | 1,010 | 300 | 1500 | Нет. Минерализ, 13г/л |
| К ₁ | 1647 | 2250 | поровый | 1,011 | 10-100 | 10-25 | Нет. Минерализ, 26г/л |

Таблица 2 - Градиенты давлений и температура по разрезу скважин

| Интервал, м | | Градиенты давлений, кгс/см ² на м | | | | Температура в конце интервала, °С |
|----------------|------|---|----------|---------------|---------|---|
| от | до | пластового | порового | гидро разрыва | горного | |
| 0 | 30 | 0,100 | 0,100 | 0,200 | 0,230 | 6 |
| 30 | 180 | | | | | 6 |
| 180 | 230 | | | | | 10 |
| 230 | 420 | | | | | 15 |
| 420 | 450 | | | | | 16 |
| 450 | 600 | | | | | 19 |
| 600 | 645 | | | | | 22 |
| 645 | 742 | | | | | 26 |
| 742 | 762 | | | | | 27 |
| 762 | 1647 | | | | | 51 |
| 1647 | 2253 | 0,101 | 0,101 | 0,170 | | 70 |
| 2253 | 2350 | | | | | 72 |

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице Б.1 приложения Б.

Краткая характеристика возможных осложнений.

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

В интервале 0-450, 762-1647 метров ожидаются поглощения, поэтому рекомендуется постоянный долив скважины, добавление в раствор химреагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки.

В интервале 0-1647 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химическими реагентами, постоянный долив скважины при подъёме инструмента проработка ствола скважины.

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

Интервалы 762-2627, 2290-2305 метров склонны к нефтегазоводопроявлениям в условиях несоблюдения параметров бурового раствора и скорости СПО.

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

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

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

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

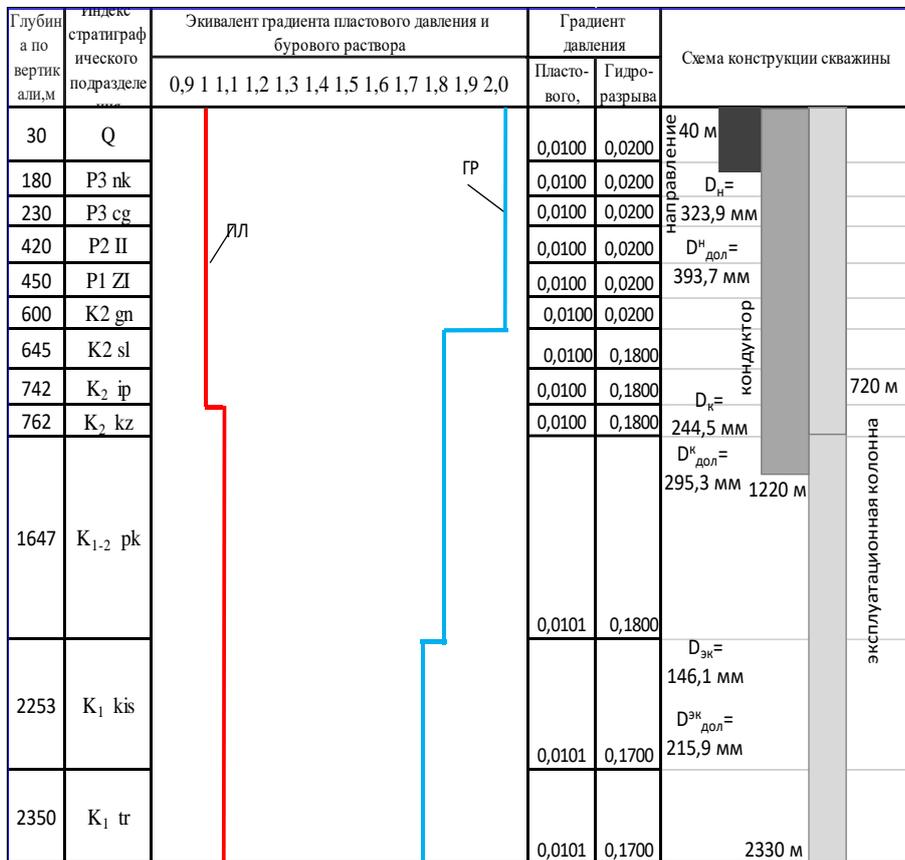


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 40 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Кондуктор спускается на глубину 1220 м для перекрытия интервала

неустойчивых глин 0-1170 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2330 м.

С учетом вскрытия продуктивного пласта 2290-2305 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту 500 м для газовой скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{\text{эк}}=146,1$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$P_{\text{му}} = 17,56$ МПа.

Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ.**

ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5- 280/80x21.**

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м | | Способ бурения |
|----------------------------------|------|---|
| от | до | |
| 0 | 40 | Роторный |
| 40 | 1220 | Гидравлический забойный двигатель (ВЗД) |
| 1220 | 2330 | Гидравлический забойный двигатель (ВЗД) |
| 2285 | 2310 | Роторный (Отбор керна) |

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

| | | | | |
|--------------------------|---------------|-------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| Интервал, м | | 0–40 | 40–1220 | 1220–2330 |
| Шифр долота | | Ш 393,7 НьюТек Сервисез | 295,3 FD419SM Волгабурмаш | PDC БИТ 215,9 В 713 УМ |
| Тип долота | | Шарошечное | PDC | PDC |
| Диаметр долота, мм | | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Тип горных пород | | М | МС | СТ |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | 3 152 | 3 117 | 3 117 |
| | API | 7 5/8 | 6 5/8 | 4 1/2 |
| Длина, м | | 0,40 | 0,441 | 0,4 |
| Масса, кг | | 163 | 82 | 24 |
| G, тс | Рекомендуемая | 3-8 | 9–15 | 5-15 |
| | Предельная | 25 | 15 | 15 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 40–60 | 100-140 | 140-180 |
| | Предельная | 200 | 250 | 220 |

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

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

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

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

| Интервал, м | 0-40 | 40-1220 | 1220-2330 |
|---------------------------|-------|---------|-----------|
| Исходные данные | | | |
| D_d , см | 39,37 | 29,53 | 21,59 |
| $G_{пред}$, тс | 25 | 15 | 15 |
| Результаты проектирования | | | |
| $G_{доп}$, тс | 20 | 12 | 12 |
| $G_{проект}$, тс | 3 | 8 | 12 |

где D_d – диаметр долота, см;

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

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

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

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [4], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Все результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

| Интервал, м | | 0-40 | 40-1220 | 1220-2330 |
|---|----|--------|---------|-----------|
| Исходные данные | | | | |
| Скорость, м/с (V_d) | | 3,4 | 2 | 1,4 |
| Диаметр долота (D_d) | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Результаты проектирования | | | | |
| Расчетная частота вращения, об/мин (n_1) | | 155 | 129 | 122 |
| Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$) | | 60 | 140 | 180 |
| Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$) | | 60 | 140 | 180 |

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому проектируемые частоты вращения применяются такими.

2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

| Интервал | 0-40 | 40-1220 | 1220-2330 |
|--|--------|---------|-----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Исходные данные | | | |
| Диаметр долота, м (D_d) | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K) | 0,65 | 0,5 | 0,3 |
| Коэффициент кавернозности (K_k) | 1,4 | 1,25 | 1,15 |

Продолжение таблицы 7

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|--------|--------|--------|
| Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$) | 0,15 | 0,12 | 0,1 |
| Механическая скорость бурения, м/ч (V_M) | 0,011 | 0,0083 | 0,0042 |
| Диаметр бурительных труб, м ($d_{бр}$) | 0,127 | 0,127 | 0,127 |
| Максимальный диаметр, м (d_{max}) | 0,203 | 0,235 | 0,166 |
| Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{вmax}$) | 0,0254 | 0,0127 | 0,0111 |
| Число насадок (n) | 3 | 5 | 9 |
| Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$) | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кmax}$) | 1,3 | 1,3 | 1,5 |
| Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$) | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p) | 1,2 | 1,15 | 1,08 |
| Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n) | 2,0 | 2,26 | 2,12 |
| Результаты проектирования | | | |
| Q_1 , л/с | 79 | 34 | 15 |
| Q_2 , л/с | 78 | 42 | 13 |
| Q_3 , л/с | 179 | 55 | 31 |
| Q_4 , л/с | 79 | 36 | 15 |
| Области допустимого расхода бурового раствора, л/с | 78-179 | 34-55 | 13-31 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с | 70 | 55 | 31 |

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

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

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

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания

необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Для интервала бурения 40–1220 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172 РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице В.1 приложения В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

| Двигатель | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|----------------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДГР-240.7/8.55 | 40-1220 | 240 | 9,975 | 2432 | 30-75 | 62-180 | 26,0-39,0 | 114-430 |
| ДРУ2-172РС | 1220-2330 | 172 | 5,000 | 1669 | 19-40 | 80-200 | 25,3 | 221-565 |

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, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. КНБК выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в таблицах Г.1-Г.4 приложения Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице Д.1 приложения Д.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \times P_{пл}}{g \times L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (1)$$

где $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/см³;

L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Направление, интервал 0-40 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \times 4 \times 10^6}{9,81 \times 40} = 1101,9 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right],$$

Кондуктор, интервал 40-1220 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{1,13 \times 1220 \times 0,101 \times 10^6}{9,81 \times 1220} = 1163,4 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right].$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1220-2330 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{бр} = \frac{1,05 \times 2330 \times 0,102 \times 10^6}{9,81 \times 2330} = 1191,7 \left[\frac{\text{КГ}}{\text{М}^3} \right].$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1220-2330 м представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 0-2330 м

| Наименование материала | Назначение | Упаковка ед. изм | Потребное количество реагентов | | | | | | | |
|------------------------|---|------------------|--------------------------------|----|-----------|----|------------------|----|-------|----|
| | | | колонна | | | | | | итого | |
| | | | направление | | кондуктор | | эксплуатационная | | кг | уп |
| кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп | | | |
| Каустическая сода | регулирование кислотности среды | 25,0 | 100 | 4 | 293 | 12 | 280 | 12 | 577 | 27 |
| Глинопорошок | придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи | 1000 | 7116 | 7 | 20962 | 21 | 19992 | 20 | 40962 | 48 |
| Барит | утяжелитель | 25 | 1478 | 60 | 537 | 21 | 13 | 7 | 780 | 88 |
| Полиакрилами д | понижитель фильтрации | 25 | 0 | 0 | 210 | 8 | 200 | 8 | 410 | 16 |
| ПАВ | снижение поверхностного натяжения на границе фаз | 25 канистр | 0 | 0 | 419 | 17 | 400 | 16 | 819 | 33 |
| Полиакрилат | стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор | 25 | 0 | 0 | 63 | 3 | 60 | 2 | 113 | 5 |
| ПАЦ НВ | регулятор фильтрации | 25 | 0 | 0 | 231 | 9 | 220 | 9 | 451 | 1 |
| Смазочная добавка | снижение коэффициента трения в скважине | 1000 | 0 | 0 | 1258 | 50 | 120 | 1 | 2457 | 51 |
| Ингибитор | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 25 | 0 | 0 | 419 | 17 | 400 | 16 | 819 | 33 |

Технологические показатели растворов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технологические показатели растворов

| Бентонитовый раствор под направление | |
|--|-------------|
| Регламентируемые свойства | Значение |
| Плотность, г/см ³ | 1,1 |
| Условная вязкость, с | 50 и выше |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 12 |
| Содержание песка, % | < 2 |
| Полимерглинистый раствор под кондуктор | |
| Регламентируемые свойства | Значение |
| Плотность, г/см ³ | 1,19 |
| Условная вязкость, с | 30-40 |
| Пластическая вязкость, сПз | 12-35 |
| ДНС, дПа | 50-90 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 6 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 2 |
| Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну | |
| Регламентируемые свойства | Значение |
| Плотность, г/см ³ | 1,16 |
| Условная вязкость, с | 40-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 12-35 |
| ДНС, дПа | 50-90 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | < 6 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 2 |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2330 м представлен в таблицах Е.1-Е.4 приложения Е.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход л/с на см ² к.п. | Схема промывки | Гидромониторные насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ² |
|------------------------------|----------|------------------------------|---|---|----------------|-------------------------|-------------|-------------------------|--|
| от (верх) | до (низ) | | | | | Количество, шт | Диаметр, мм | | |
| Под направление | | | | | | | | | |
| 0 | 40 | Бурение | 0,22 | 0,043 | Перифирийная | 3 | 9,5 | 70,5 | 3,2 |
| Под кондуктор | | | | | | | | | |
| 40 | 1220 | Бурение | 0,74 | 0,079 | Перифирийная | 5 | 7 | 90,4 | 3,6 |
| Под эксплуатационную колонну | | | | | | | | | |
| 1220 | 2330 | Бурение | 1,09 | 0,104 | Перифирийная | 9 | 8 | 80,8 | 3,8 |
| Отбор керна | | | | | | | | | |
| 2285 | 2310 | Бурение | 0,65 | 0,062 | Перифирийная | 3 | 7 | 98,9 | 3,42 |

Режим работы буровых насосов представлен в таблице 12.

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице 13.

Таблица 12– Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Тип | Количество, шт | Режим работы бурового насоса | | | | | | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|----------|------------------------------|---------|----------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|------------------------------|-------------------------|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | КПД | диаметр цилиндрических втулок, мм | допустимое давление, кгс/см ² | коэффициент наполнения | Число двойных ходов в минуту | производительность, л/с | |
| 0 | 40 | Бурение | УНБ-600 | 2 | 90 | 150 | 165 | 0,85 | 65 | 30 | 60 |
| 40 | 1220 | Бурение | УНБ-600 | 2 | 90 | 160 | 165 | 0,85 | 65 | 27,5 | 55 |
| 1220 | 2330 | Бурение | УНБ-600 | 2 | 90 | 170 | 145 | 0,85 | 65 | 20 | 40 |
| 2285 | 2310 | Отбор керна | УНБ-600 | 1 | 90 | 170 | 145 | 0,85 | 65 | 20 | 40 |

Таблица 13–Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Давление на стойке в конце интервала, кгс/см ² | Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в | | | | |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
| от (верх) | до (низ) | | | элементах КНБК | | бурильной колонне | кольцевом пространстве | обвязке буровой установки |
| | | | | насадках долота | забойном двигателе | | | |
| 0 | 40 | Бурение | 27 | 13,8 | 0 | 3,1 | 0,1 | 10 |
| 40 | 1220 | Бурение | 132,9 | 25,4 | 58,6 | 40,5 | 1,8 | 6,7 |
| 1220 | 2330 | Бурение | 129,1 | 25,5 | 46,5 | 42,9 | 12,3 | 2,0 |
| 2285 | 2310 | Отбор керна | 76,4 | 13 | 0 | 38,0 | 23,4 | 2 |

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 14.

Таблица 14– 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 |
| 2285-2310 | PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 СТ | 2-5 | 20-40 | 15-20 |

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

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:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

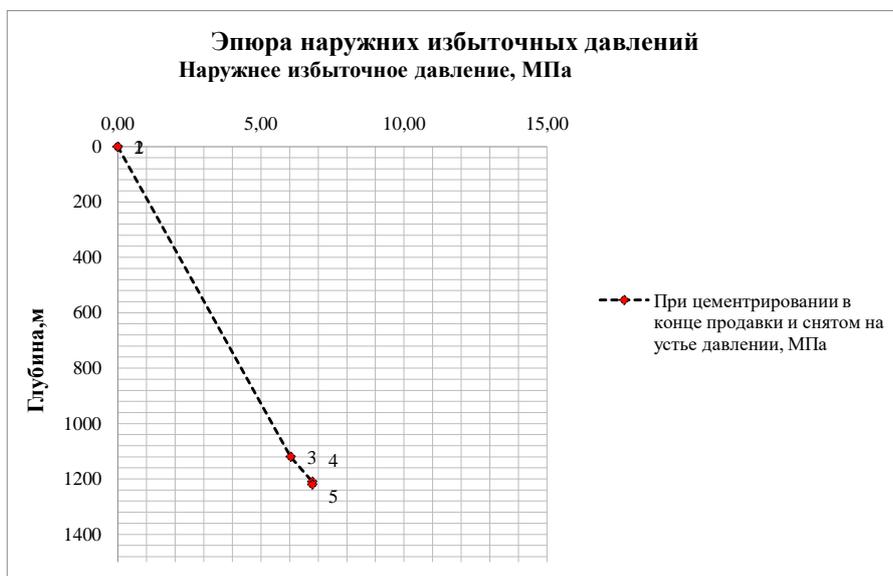


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

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

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристика обсадных колонн

| Номер секций | Тип резьбового соединения | Группа прочностности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|--------------------------|---------------------------|----------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| Направление | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 8,5 | 40 | 67,2 | 2688 | 2688 | 0-40 |
| Кондуктор | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 7,9 | 1220 | 47,2 | 57584 | 57584 | 40-1220 |
| Эксплуатационная колонна | | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 8,5 | 90 | 29 | 2610 | 61970 | 2240-2330 |
| 2 | ОТТМ | Д | 7,7 | 2240 | 26,5 | 59360 | | 0-2240 |

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Технологическая оснастка обсадных колонн

| Название колонны, условный диаметр колонны | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м | | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|--|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| | | от (верх) по стволу | до (низ) по стволу | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Направление, 324 | БКМ-324 «Нефтемаш» | 40 | 40 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-324 «Нефтемаш» | 30 | 30 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш» | 0 | 40 | 5 | 5 |
| | ЦТ 324/394 «Нефтемаш» | 0 | 40 | 2 | 2 |
| | ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш» | 30 | 30 | 1 | 1 |
| Кондуктор, 245 | БКМ-245 «Нефтемаш» | 1220 | 1220 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-245 «Нефтемаш» | 1220 | 1220 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш» | 0 | 40 | 2 | 29 |
| | | 40 | 1220 | 27 | |
| | ЦТ 245/295 «Нефтемаш» | 40 | 1220 | 38 | 38 |
| ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш» | 1220 | 1220 | 1 | 1 | |
| Эксплуатационная, 146 | БКМ-146 «Нефтемаш» | 2330 | 2330 | 1 | 1 |
| | ЦКОДУ-146 «Нефтемаш» | 2320 | 2320 | 1 | 1 |
| | ЦПЦ 146/216 «Нефтемаш» | 0 | 1220 | 16 | 65 |
| | | 1220 | 2330 | 49 | |
| | ЦТ 146/216 «Нефтемаш» | 1220 | 2330 | 97 | 97 |
| | ПРП-Ц-В 146 «Нефтемаш» | 2310 | 2310 | 1 | 1 |
| ПРП-Ц-Н 146 «Нефтемаш» | 2320 | 2320 | 1 | 1 | |

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

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

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (2)$$

$\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$
 $\rho_{н\ тр} = 1820 \text{ кг/м}^3$
 $\rho_{тр\ обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$

$$h_1 = 720 \text{ м}; h_2 = 140 \text{ м}$$

$$P_{\text{гс кп}} = 9,81 \cdot (1100 \cdot 720 + 1400 \cdot (2330 - 720 - 140) + 1820 \cdot 140) = 30,46 \text{ МПа}$$

Проверка условий:

$$30,4698 \leq 36,9$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости | Объем жидкости, м ³ | | Плотность жидкости, кг/м ³ | Объем воды для приготовления, м ³ | | Наименование компонента | Масса компонента, кг |
|--|--------------------------------|---|---------------------------------------|--|---|-------------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | |
| Буферная жидкость | 8 | 2 | 1100 | 7 | 1 | МБП-СМ | 105 |
| | | 6 | 1100 | | 5 | МБП-МВ | 90 |
| Продавочная жидкость | 32 | | 1000 | 32 | | - | - |
| Облегченный тампонажный раствор | 43 | | 1400 | 16 | | ПЦТ-III-Об (4-6)-150 | - |
| | | | | | | НТФ | 18 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 3 | | 1820 | 2 | | ПЦТ - II - 150 | - |
| | | | | | | НТФ | 1 |

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата по формуле:

$$P_{\text{ца}} \geq P_{\text{цг}} / 0,8 \quad (3)$$

где $P_{\text{ца}}$ – давление цементировочного агрегата, МПа;

$P_{\text{цг}}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, МПа.

$P_{\text{цг}}$ найденно при «Расчете обсадной колонны на прочность»

$$P_{\text{ца}} \geq 20,49 \quad (4)$$

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

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (5)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;
 $G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя.

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 0,348.$$

Для облегченного

$$m = 3,59.$$

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

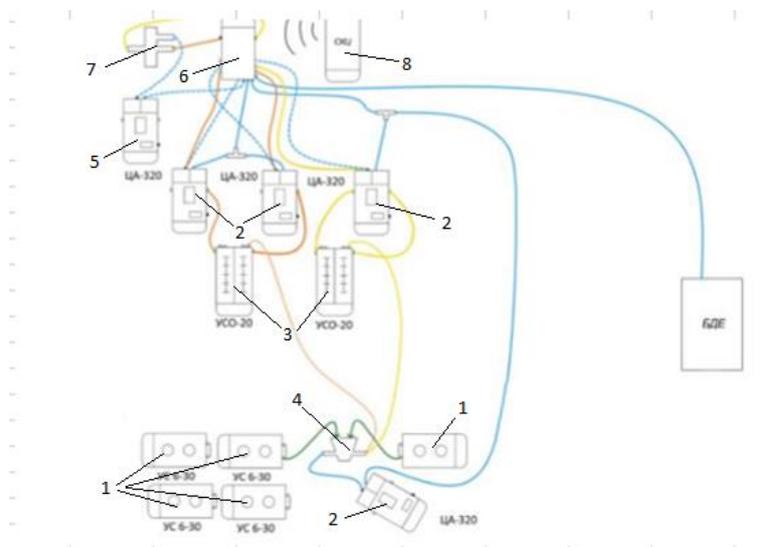


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники
1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 – осреднительная емкость УСО-20; 4 – гидворонка; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – блок манифольдов СИН-43; 7 – устье скважины; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины 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 по формуле (6) для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1081 \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

где $\rho_{ж.г.}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³;

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [5] 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» [5] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется по формуле (7) как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 31,22) = 62,44 \text{ м}^3 \quad (7)$$

где $V_{ж.г.}$ – объем жидкости глушения, м³;

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

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

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты проектирования перфорации скважины

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

В базовые функции пластоиспытателя входит:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИЗ-95.

2.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимального веса обсадной колонны, была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| Выбранная буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М | | | |
|--|-----|--------------------------------------|-----|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк}) | 82 | [G _{кр}] / Q _{бк} | 1,5 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об}) | 62 | [G _{кр}] / Q _{об} | 1,6 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр}) | 132 | [G _{кр}] / Q _{пр} | 1,6 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр}) | 200 | | |

3 Бурение с применением РУС с моторизированной секцией (Vortex)

Роторная управляемая система – это буровое оборудование, которое предназначено для бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин с экстремально большим отходом от вертикали, точной проводки ствола скважины и вскрытия сложных пластов и пластов с нетрадиционными запасами, а также для бурения на континентальном шельфе, Арктике и сложных геологических условиях.

При использовании роторной управляемой системы отклоняющее усилие на долото создается прямо в процессе вращения бурильной колонны, а управление отклоняющим блоком происходит с поверхности.

В настоящее время применяются две концепции роторной управляемой системы: с отклонением долота («push-the-bit») и с направлением долота («point-the-bit»). В системе с отклонением долота «push the bit» ориентация роторной управляемой системы в желаемом направлении производится путем нажатия специальными выдвижными башмаками (лопатками) роторной управляемой системы на стенку скважины.

В системе с направлением долота «point-the-bit» используется внутренний изгиб для отклонения оси снаряда от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в утяжеленной бурильной трубе системы сразу над долотом. Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента относительно забоя скважины. Траектория изменяется в направлении изгиба.

3.1 Преимущество и недостатки РУС в качестве забойного бурового оборудования

К преимуществам относится:

- получение более качественного ствола скважины,
- позволяет бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы,
- увеличение скорости проходки при использовании PDC долот,
- риска повреждения КНБК сводится к минимуму за счет выбора режимов с меньшей вибрацией,
- уменьшение износа обсадных труб и бурильной колонны на участках с высокой интенсивностью кривизны ствола скважины,
- снижение риска прихвата и оптимизация скорости проходки благодаря качественной очистке ствола от шлама и генерации крутящего момента,
- снижение риска подклинивания и проворота в осложненных условиях бурения,
- более плавная траектория (меньшая извилистость) скважины по сравнению с винтовыми забойными двигателями,
- возможность применения в скважинах с высокими пластовыми температурами и давлениями, в которых ограничено применение винтовых забойных двигателей,
- увеличение рабочего диапазона буровых станков с низким крутящим моментом,
- высокая скорость проходки при бурении твердых пород.

К недостаткам относится:

- первый опыт применения роторных систем управления позволил выявить и ряд трудностей, связанных с процессами бурения в условиях вечной мерзлоты на месторождениях с высоким обводнением пластов при ограниченных ресурсах электропитания. Однако преимущества роторного бурения с лихвой перекрывают актуальные и прогнозируемые затруднения.

3.1 PowerDrive vortex

Управляемость даже при бурении в твердых породах.

Роторная управляемая система PowerDrive vortex оснащена высокомоментной силовой секцией, которая преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую. Эта энергия вместе с моментом и вращением буровой колонны, приводимой в движение буровым станком, значительно увеличивает полезный крутящий момент и скорость вращения долота. Дополнительный момент позволяет увеличивать нагрузку на долото, что приводит к увеличению скорости механической проходки и экономически эффективному бурению.

Автоматический контроль на забое для обеспечения более точной проводки скважины.

Роторная управляемая система PowerDrive vortex обладает функцией автоматического поддержания зенитного угла, что сводит к минимуму человеческий фактор при бурении транспортных и горизонтальных секций. Автоматизация контроля на забое позволяет бурить участок с высокой скоростью механической проходки и с большей точностью, чего не удастся достичь с использованием известных на данный момент методов бурения.

Вращение всех внешних элементов семейства роторных управляемых систем PowerDrive уменьшает риск прихвата оборудования на забое, улучшает производительность бурения.

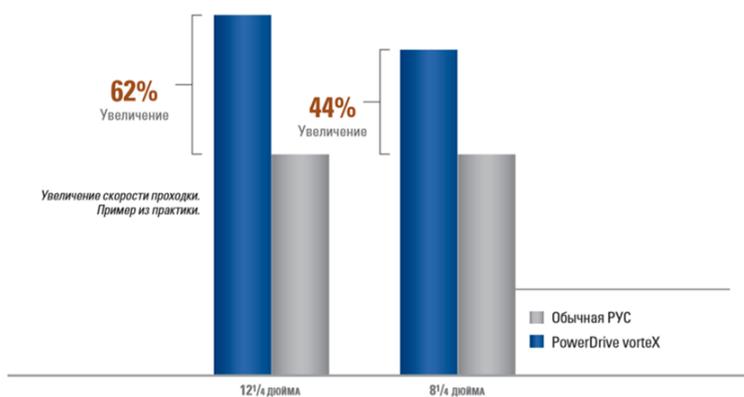


Рисунок 7 – Диаграмма показателей скорости проходки

Силовая секция системы PowerDrive vorteX, в которой все внешние элементы вращаются, позволяет уменьшить крутильные вибрации и ударные нагрузки.

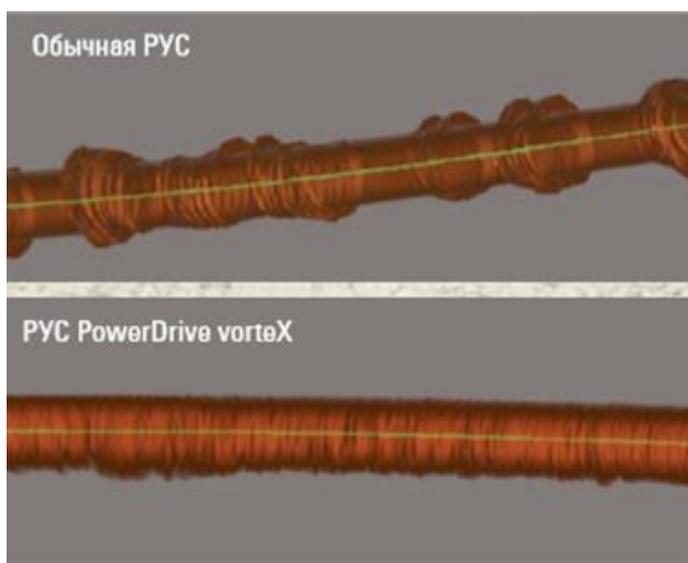


Рисунок 8 – Ствол скважины при использовании PDC Power Drive vorteX

PDC Power Drive vorteX компании Schlumberger повышенной мощности для реализации интенсивного искривления скважин. В системе используется ВЗД с системой «ротор — статор» 7x8, который реализует крутящий момент 24,4 кНм при расходе бурового раствора 77 л/с. В отклонителе используется

адаптированный к высокой температуре эластомер, что позволяет использовать его при забойной температуре до 150°C. Автоматизированная система управления данным РУС реализует функцию «круиз-контроль» по зенитному и азимутальному углам, существует возможность проработки ствола скважины.

* Размеры долота для данной системы — 279,4—120,7 мм, длина компоновки — 15,42 м.

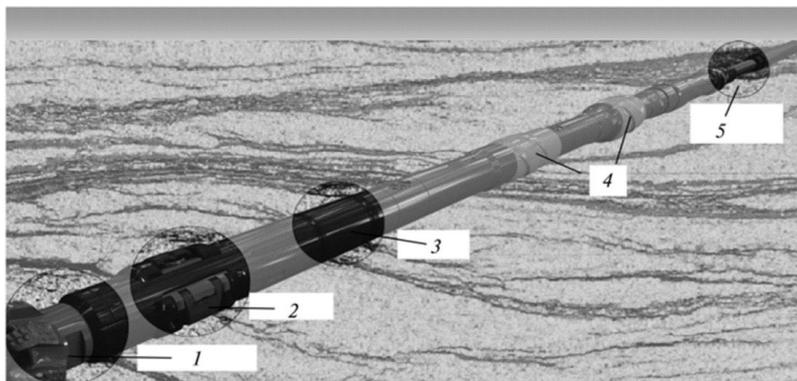


Рисунок 9 – Схема компоновки РУС Power Drive vortex

1 — долото с системой контроля положения забоя; 2 — выдвижные лопатки; 3 — энергетический блок и электронный блок управления; 4 — гибкая УБТ; 5 — стабилизаторы

Система отклонения долота от оси вращения в заданном направлении Bias Unit состоит из корпуса, системы отклоняющих лопаток, управляющего клапана и фильтра, расположенного в удлиняющем переводнике. Лопатки поочередно отклоняются в определенный момент времени давлением промывочной жидкости. Клапан, управляющий работой выдвижных лопаток и фильтр, предназначенный для очистки бурового раствора, располагаются над лопатками в корпусе.

Конструкция клапана во всех отклонителях с отклонением долота аналогична.



Рисунок 10 – Схема работы клапана

1 - пластина с отверстиями; 2 - тарелка клапана

Система Control Collar

Система Control Collar состоит из узла Control Unit и УБТ, внутри которой он крепится болтами. Control Unit состоит из двух импеллеров, которые приводятся во вращение потоком промывочной жидкости и вращаются в противоположные относительно друг друга стороны двумя генераторами момента. Control Unit также оснащен антенной для связи с телеметрической системой в реальном времени, осью, с которой соединен клапан управления лопатками и электроникой с датчиками и устройством управления системой.

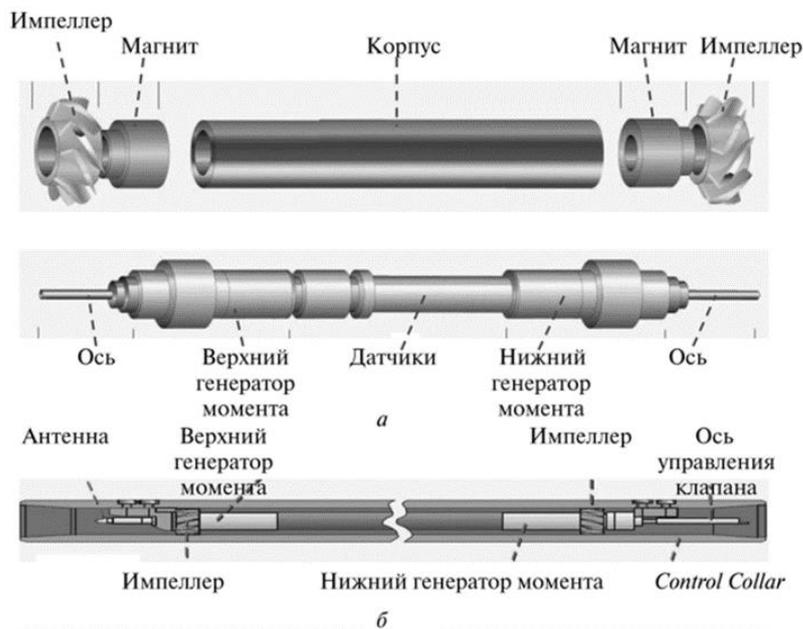


Рисунок 11 – Энергетический блок и электронный блок управления РУС

Стабилизатор и гибкая УБТ предназначены для увеличения общей интенсивности искривления скважины, реализуемой системой РУС; Они бывают двух исполнений — с каналом для передачи данных в реальном времени и без него. Данные передаются по электромагнитному каналу на приемник, а затем через разъем на Power Pulse или на IMPulse.

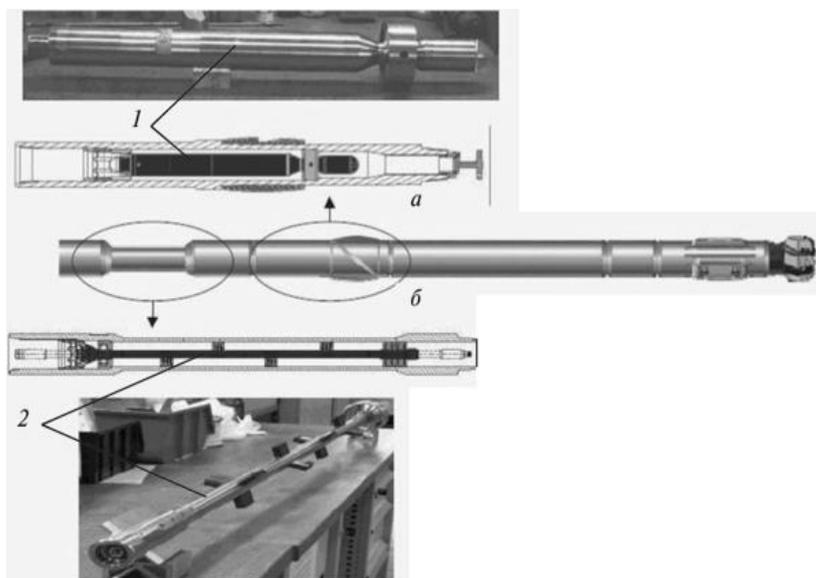


Рисунок 12 – Стабилизатор и гибкая УБТ

1 – Приемник; 2 – канал для передачи данных

При рассмотрении данного вопроса были использованы источники [6-8].

Вывод

Роторная управляемая система Power Drive vorteX способна значительно увеличить экономическую эффективность бурения наклонных и горизонтальных скважин, свести к минимуму человеческий фактор, увеличить рабочий диапазон буровых станков с низким крутящим моментом.

Добавлено примечание ([f1]):

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные

| | |
|--|------------------------------|
| Наименование скважины | Разведочная |
| Проектная глубина, м: | 2330 |
| Способ бурения: | |
| - под направление | роторный |
| - под кондуктор и эксплуатационную колонну | с применением ГЗД |
| Цель бурения | разведка |
| Конструкция скважины: | |
| - направление | d 323,9 мм на глубину 40 м |
| - кондуктор | d 244,5 мм на глубину 1220 м |
| - эксплуатационная | d 146,1 мм на глубину 2330 м |
| Буровая установка | БУ-3000 ЭУК-1М |
| Оснастка талевого системы | 5'6 |
| Насосы: | |
| - тип- количество, шт. | УНБ-600–2 шт. |
| производительность, л/с: | |
| - в интервале 0-40 м | 30 |
| - в интервале 40-1220 м | 27,5 |
| - в интервале 1220-2330 м | 20 |
| Утяжеленные буровые трубы (УБТ): | УБТ-178x90 Д |
| Забойный двигатель (тип): | |
| - в интервале 40-1220 м | ДГР-240.7/8.55 |
| - в интервале 1220-2330 м | ДРУ2-172РС |
| - при отборе керна | роторный |
| Буровые трубы: длина свечей, м | 24 |

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пакки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

| Интервалы бурения | Интервал, м | | Количество метров в интервале, м | Норма времени механического бурения 1 м породы, ч | Норма проходки на долото, м |
|-------------------|-------------|----------|----------------------------------|---|-----------------------------|
| | от (верх) | до (низ) | | | |
| 1 | 0 | 40 | 40 | 0,037 | 570 |
| 2 | 40 | 1220 | 1180 | 0,042 | 1580 |
| 3 | 1220 | 2330 | 1110 | 0,064 | 1400 |

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

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \times H, \quad (8)$$

где N – нормативное время на механическое бурение, ч;

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \times 0,037 = 1,48 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов.

Результаты расчета нормативного времени бурения для остальных интервалов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Нормативное время бурения

| Количество метров в интервале, м | Норма времени на бурение 1 метра, ч/м | Нормативное время на механическое бурение, ч |
|----------------------------------|---------------------------------------|--|
| 40 | 0,037 | 1,48 |
| 1180 | 0,042 | 49,56 |
| 1110 | 0,064 | 71,04 |
| Итого | | 157,50 |

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

$$n = H \times \Pi, \quad (9)$$

где n – нормативное количество долот;

П– нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 40 / 570 = 0,07$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично.

Результаты расчета нормативного количества долот для остальных интервалов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормативное количество долот

| Количество метров в интервале Н, м | Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м | Нормативное количество долот n |
|------------------------------------|--|--------------------------------|
| 40 | 570 | 0,07 |
| 1180 | 1580 | 0,75 |
| 1110 | 1400 | 0,79 |
| Итого на скважину | | 1,61 |

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет нормы времени на СПО производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi \times n_{\text{СПО}}, \quad (10)$$

где $T_{\text{СПО}}$ – норма времени на СПО;

$n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Исходные данные и результаты расчета нормативного времени на СПО, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчета нормативного времени на СПО

| Исходные данные из нормативной карты | | | | Исходные данные из сборника УНВ на СПО | | | | Расчет нормативного времени на СПО, ч |
|--------------------------------------|---------------------|-------------------|--------------------------|--|------------|--------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Интервалы бурения | Интервал бурения, м | Размер долота, мм | норма проходки на долото | Номер таблицы | номерг афы | интервалу рения, м | Норма времени, ч/м | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| I | 0-40 | 393,7 | 570 | 11 | 24 | 0-40 | 0,0121 | 0,48 |
| II | 40-1220 | 295,3 | 1580 | 12 | 32 | 40-100 | 0,0122 | 0,73 |
| | | | | | | 100-200 | 0,0133 | 1,33 |
| | | | | | | 300-400 | 0,0146 | 1,46 |
| | | | | | | 400-500 | 0,0146 | 1,46 |
| | | | | | | 500-600 | 0,0155 | 1,55 |
| | | | | | | 600-700 | 0,0158 | 1,58 |
| | | | | | | 700-800 | 0,0159 | 1,59 |
| | | | | | | 800-900 | 0,0160 | 1,6 |
| | | | | | | 900-1000 | 0,0166 | 1,66 |
| | | | | | | 1000-1100 | 0,0173 | 1,73 |
| | | | | | | 1100-1220 | 0,0178 | 2,14 |
| ИТОГО | | | | | | | | 16,83 |
| III | 1220-2330 | 215,9 | 1400 | 12 | 32 | 1220-1300 | 0,0160 | 1,28 |
| | | | | | | 1300-1400 | 0,0166 | 1,66 |
| | | | | | | 1400-1500 | 0,0177 | 1,77 |
| | | | | | | 1500-1600 | 0,0188 | 1,88 |
| | | | | | | 1700-1800 | 0,0190 | 1,90 |
| | | | | | | 1800-1900 | 0,0193 | 1,93 |
| | | | | | | 1900-2000 | 0,0199 | 1,99 |
| | | | | | | 2000-2100 | 0,0210 | 2,10 |
| | | | | | | 2100-2200 | 0,0230 | 2,30 |
| | | | | | | 2200-2330 | 0,0233 | 3,03 |
| Итого | | | | | | | | 19,84 |

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе,

определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- направление: $4 \times 1 = 4$ мин;
- кондуктор: $26 \times 1 = 26$ мин;
- эксплуатационная колонна: $55 \times 1 = 55$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч; кондуктора – 12 ч; эксплуатационной колонны – 20 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны.

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (11)$$

где L_c – глубина спуска бурильного инструмента, м;

L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления глубина спуска бурильного инструмента составляет

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м.}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (12)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (13)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

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

Для кондуктора:

$$L_c = 1220 - 10 = 1210 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 1210 - 25 = 1185 \text{ м};$$

$$N = 1185 / 24 = 49,3 \approx 44 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 44 \times 2 + 5 = 93 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2330 - 10 = 2320 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2320 - 25 = 2295 \text{ м};$$

$$N = 2295 / 24 = 95,6 \approx 96 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 96 \times 2 + 5 = 197 \text{ мин.}$$

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

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

$$\Sigma = 7 + 93 + 197 + 3 \cdot (7 + 17 + 41) = 492 \text{ мин} = 8,2 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах.

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,6 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 212,1 часов или 8,8 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$212,1 \times 0,066 = 13,9 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 212,1 + 13,9 + 25 = 251 \text{ ч} = 10,45 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа–и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 25.

Таблица 25– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 26.

Таблица 26 - Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице 26:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \times k, \quad (14)$$

где $T_{пр}$ – проектная продолжительность, ч;

T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (15)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение приведен в таблице Ж.1 приложения Ж.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Продолжительности бурения и крепления скважин

| Вид работ | Продолжительность | | |
|--------------------------|---------------------|-----------|-------|
| | нормативная, час | проектная | |
| | | час | сутки |
| Бурение: | | | |
| направление | 2,55 | 2,78 | 0,11 |
| кондуктор | 45,64 | 49,74 | 2,07 |
| эксплуатационная колонна | 202,2 | 220,39 | 9,18 |
| Крепление: | | | |
| направление | 3,56 | 3,92 | 0,16 |
| кондуктор | 16,0 | 17,44 | 0,73 |
| эксплуатационная колонна | 32,4 | 35,32 | 1,47 |
| Итого | 302,35 | 329,55 | 13,7 |

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Ж.2 приложения Ж.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H / T_m, \quad (16)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_m + T_{сно}), \quad (17)$$

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

в) коммерческая скорость V_k , м/ч

$$V_k = (H \times 720) / T_h, \quad (18)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n, \quad (19)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины $C_{с1м}$, руб.

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (20)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

| Показатели | Величина |
|-----------------------------------|----------|
| Глубина скважины, м | 2330 |
| Продолжительность бурения, сут. | 10,45 |
| Механическая скорость, м/ч | 17,01 |
| Рейсовая скорость, м/ч | 12,71 |
| Коммерческая скорость, м/ст.-мес. | 7763 |
| Проходка на долото, м | 1406 |
| Стоимость одного метра, руб | 54638 |

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49[18]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

Прямые затраты вычисляются по формуле:

$$ПЗ = М + ЗПС + ЭМ, \quad (21)$$

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

5 Социальная ответственность

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону № 116 - ФЗ [20] относится к опасным производственным объектам.

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

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

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [19]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в Федеральном законе № 426-ФЗ [21].

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

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

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

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

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

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

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

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 29.

Таблица 29 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [23-24]) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|---|-------------|-------------------|-------------------|---|
| | Разработка | Изготов- ление | Эксплуа- тация | |
| Повышенный уровень общей и локальной вибрации | - | + | + | ГОСТ 12.1.012-2004 [28] |
| Недостаток освещения | + | + | + | СанПиН 2.2.4.548-96 [29] СНиП 23-05-95[30] |
| Движущиеся части и механизмы | - | + | + | ГОСТ 12.2.003-91 [31] ГОСТ 12.4.026-2015[32] |
| Работа на высоте | - | + | + | ПОТ Р М-012-2000 [33] |
| Неблагоприятные климатические условия | - | + | + | СанПиН 2.2.4.548-96 [22] Статья 109 ТК РФ [19] |

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

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

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 30.

Таблица 30 – Климатические нормативы

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

5.2.1.2 Превышение уровня шума

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

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [34], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света

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

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

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330-2011 [35].

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы освещенности

| Рабочие места, подлежащие освещению | Места установки светильников | Норма освещенности, лк |
|-------------------------------------|---|------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Роторный стол | На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-500 ° Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25 - 300 ° | 75 |
| Щит КИП | Перед приборами | 100 |
| Полати верхового рабочего | На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500 ° | 75 |
| Путь талевого блока | На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700 ° | 20 |
| Кронблок | Над кронблоком | 50 |
| Приемный мост | На ногах вышки на высоте не менее 6 метров | 20 |
| Редукторное помещение | На высоте не менее 3 метров | 30 |
| Насосный блок/пусковые ящики | На высоте не менее 3 метров | 50 |
| Насосный блок – насосы | На высоте не менее 3 метров | 25 |
| ПВО | Под полом буровой | 100 |
| Площадка ГСМ и инструмента | На высоте не менее 3 метров | 100 |

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

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

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

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

Критические значения тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

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

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

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [36] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.2.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [37]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

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

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

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

5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

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

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

- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

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

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

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

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

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

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

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.3.2 Мероприятия по защите атмосферы

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

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

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

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [38] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

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

5.3.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

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

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

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения,

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

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

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

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

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

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

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

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

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

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

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

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

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и разработана технологическая часть строительства разведочной скважины глубиной 2330 метров.

При анализе горно-геологических условий и расчетных данных обоснована и спроектирована конструкция скважины, состоящая из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Спроектированные процессы углубления, были выбраны режимы бурения, шарошечное долото для направления, долота PDC под кондуктор и эксплуатационную колонну. Для отбора керна выбрана бурильная головка PDC. Были подобраны и рассчитаны на прочность компоновки низа бурильной колонны, также при проектировании двухсекционной эксплуатационной колонны с группой прочности Д. Был произведен расчёт на прочность, который обеспечивает предотвращение смятия или разрыва. Для сохранения вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Программа гидравлической промывки скважины помогает подобрать необходимое количество буровых насосов и режимы работы. Для предотвращения возможных осложнений при бурении был выбран бентонитовый буровой раствор под направление и полимер-глинистый под эксплуатационную колонну.

Спроектированная оптимальная технологическая оснастка обсадных колон была разработана для повышения качества крепления скважины. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивного метода перфорации, компоновкой корпусных перфораторов ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 на колонне труб КИИЗ-95.

При строительстве и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x21, АФ1-

100/80x35. На основании расчётных данных, подобрана необходимая буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М.

Более подробно рассмотрено применение PowerDrive vortex позволяющее бурить профили скважин, которые ранее были возможны только с использованием ВЗД, при этом обеспечивая механическую скорость проходки и качество ствола скважины. Улучшенное качество ствола скважины снижает риски при бурении и облегчает заканчивание скважины.

Работа была выполнена с учетом действующих на данное время правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. Были выбраны современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
5. Жулина С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
6. <https://www.slb.ru/>
7. <https://www.bngf.ru/>
8. <https://www.aps-tech.com/>
9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
10. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.
11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.

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

13. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.

14. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. – 25–38 с.

15. Мастрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие— Москва: Академия, 2011. — 368 с.

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

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

18. Федеральный закон от 21 июля 1997 г., № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).

19. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда».

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

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

22. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы.

23. ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

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

25. ГОСТ 12.1.003-14 Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.

27. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

28. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Естественное и

искусственное освещение.(Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18-78 (с изменениями и дополнениями).

29. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

30. ГОСТ 12.4.026-2015. ССБТ.Цвета сигнальные.Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

31. ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.

32. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

33. СНиП 52.13330-2011 Естественное и искусственное освещение.

34. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).

35. ГОСТ Р 50462-2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно-цифровых обозначений.

36. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

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

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

39. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Коэффициент каверности в интервале |
|----------------------|----------|---------------------------------|---------------------|------------------------------------|
| От (верх) | До (низ) | Название свиты | Индекс | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 0 | 30 | Четвертичные отложения | Q | 1,3 |
| 30 | 180 | Некрасовская | P ₃ nK | 1,3 |
| 180 | 230 | Чеганская | P ₃ cg | 1,3 |
| 230 | 420 | Люлинворская | P ₂ II | 1,3 |
| 420 | 450 | Талицкая | P ₁ ZI | 1,3 |
| 450 | 600 | Ганькинская | K ₂ gn | 1,2 |
| 600 | 645 | Славогородская | K ₂ sl | 1,2 |
| 645 | 742 | Ипатовская | K ₂ ip | 1,2 |
| 742 | 762 | Кузнецовская | K ₂ kz | 1,2 |
| 762 | 1647 | Покурская | K ₁₋₂ pk | 1,2 |
| 1647 | 2253 | Киялинская | K ₁ kis | 1,1 |
| 2253 | 2350 | Тарская | K ₁ tr | 1,1 |

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Горная порода | | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки |
|---|-------------|----------|----------------------------------|----------------|---|
| | от (верх) | до (низ) | краткое название | % в интервале | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Q | 0 | 30 | суглинки глины | 50 50 | почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые; |
| P ₃ nK | 30 | 180 | пески глины алевролиты | 60 30 10 | переслаивание песков серых, желтовато-серых, разнозернистых, иногда глинистых, алевролитов и серых песчано-алевролитистых глин ; |
| P ₃ cg | 180 | 230 | глины пески | 70 30 | глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых; |
| P ₂ II | 230 | 420 | глины | 100 | глины зеленовато-серые, желто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников; |
| P ₁ ZI | 420 | 450 | глины алевролиты | 90 10 | глины темно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита; |
| K ₂ gn | 450 | 600 | глины пески | 90 10 | глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод; |
| K ₂ sl | 600 | 645 | глины пески | 90 10 | глины серые с прослоями тонкозернистых песков; |
| K ₂ ip | 645 | 742 | пески песчаники глины | 50 30 20 | переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконитовых и глин серых, алевролитистых, иногда опоковидных; |
| K ₂ kz | 742 | 762 | глины | 100 | глины серые, темно-серые, участками известковистые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов; |
| K ₁₋₂ pk | 762 | 1647 | песчаники алевролиты глины | 50 30 20 | чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу - включения углистого детрита; |

Продолжение таблицы А.2

| | | | | | |
|--------------------|------|------|--------------------------------------|----------------|--|
| K ₁ kis | 1647 | 2253 | глины песчаники алевролиты | 50 40 10 | чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит; |
| K ₁ tr | 2253 | 2350 | песчаники аргиллиты алевролиты | 70 15 15 | песчаники мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных; |

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

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, г/см ³ | Пористость, % | Проницаемость, мдарси | Глинистость, % | Карбонатность, % | Твердость, кгс/мм ² | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы (мягкая, средняя и т.д.) |
|---|-------------|----------|--------------------------------|------------------------------|---------------|-----------------------|----------------|------------------|--------------------------------|----------------------|--------------|---|
| | от (верх) | до (низ) | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Q | 0 | 30 | Суглинки | 2,3 | 35 | 0 | 80 | 0 | | 1 | 10 | Мягкая |
| | | | Глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 10 | 5 | 4 | Мягкая |
| P ₃ nK | 30 | 180 | Пески | 2,1 | 25 | 1000 | 30-40 | 0 | 15 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | Глины | 2,3 | 10 | 0 | 80 | 0 | | 2 | 4 | Мягкая |
| | | | Алевриты | 2,3 | 30 | 30 | 20 | 0 | 10 | 5 | 10 | Мягкая |
| P ₃ cg | 180 | 230 | Глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 10 | 2 | 4 | Мягкая |
| | | | Пески | 2,0 | 25-30 | 1000 | 20 | 0 | | 5 | 10 | Мягкая |
| P ₂ II | 230 | 420 | Глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 40 | 2 | 4 | Мягкая |
| P ₁ ZI | 420 | 450 | Глины | 2,2 | 10 | 0 | 100 | 0 | 35 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | алевролиты | 2,3 | 15 | 20-30 | 30-40 | 0 | 150 | 5 | 10 | Средняя |
| K ₂ gn | 450 | 600 | Глины | 2,2 | 20 | 0 | 90-100 | 0-10 | 30 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | пески | 2,1 | 18-25 | 0 | 10-20 | 0-3 | - | 1 | 10 | Мягкая |
| K ₂ sl | 600 | 645 | Глины | 2,2 | 18-20 | 0 | 90-100 | 0-10 | 25 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | Пески | 2,1 | 16 | 10-15 | 5-20 | 0-3 | | 1 | 10 | Мягкая |

Продолжение таблицы А.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|---------------------|------|------|------------|-----|-------|-----------|--------|------|-----|-----|----|---------|
| К ₂ ip | 645 | 742 | Глины | 2,2 | 16-18 | 0 | 90-100 | 0-10 | 25 | 1 | 4 | Мягкая |
| | | | Песчаники | 2,2 | 16-22 | 10-500 | 5-20 | 0 | 130 | 1 | 10 | Средняя |
| | | | Пески | 2,1 | 18-25 | 1000-2000 | 5-20 | 0-3 | - | 1 | 10 | Мягкая |
| К ₂ kz | 742 | 762 | глины | 2,2 | 10 | 0 | 90-100 | 0-5 | 35 | 2 | 4 | Мягкая |
| К ₁₋₂ pk | 762 | 1647 | Песчаники | 2,2 | 22 | 10-900 | 20 | 3 | 135 | 5 | 10 | Средняя |
| | | | Глины | 2,1 | 16 | 0 | 100 | 3 | 30 | 5 | 4 | Мягкая |
| | | | алевролиты | 2,3 | 16-18 | 15 | 30 | 3 | 60 | 2,5 | 6 | Средняя |
| К ₁ kis | 1647 | 2253 | Глины | 2,4 | 10 | 0 | 100 | 3 | 28 | 1 | 4 | Средняя |
| | | | алевролиты | 2,4 | 14-16 | 0-10 | 20-30 | 3 | 60 | 1 | 6 | Средняя |
| | | | песчаники | 2,2 | 22 | 10-900 | 20 | 3 | 150 | 1 | 10 | Твёрдая |
| К ₁ tr | 2253 | 2350 | Песчаники | 2,2 | 16-22 | 20-900 | 20 | 5 | 100 | 3,5 | 10 | Средняя |
| | | | Аргиллиты | 2,4 | 2 | 0 | 80 | 10 | 95 | 1 | 4 | Средняя |
| | | | Алевролит | 2,3 | 15 | 10 | 10-30 | 5 | 140 | 3 | 6 | Твёрдая |

Приложение Б

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Прогнозируемые интервалы по вертикали, м | | Тип осложнения | Характеристика и условия возникновения |
|---|--|------|----------------|--|
| | от | до | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Q-P ₁₋₃ | 0 | 450 | Поглощения | Интенсивность: 0,5-1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления |
| K _{1-2рк} | 762 | 1647 | Поглощения | Интенсивность :1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления |
| Q – P ₁₋₃ | 0 | 450 | Осыпи и обвалы | Время до начала осложнения <1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам |
| K ₁₋₂ | 450 | 1647 | Осыпи и обвалы | Время до начала осложнения <1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам |
| K ₁₋₂ | 762 | 1647 | Водопроявления | Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций |

Продолжение таблицы Б.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----------------------------------|------|------|-------------------|--|
| K ₁ | 1647 | 2627 | Водопроявления | Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций |
| K _{1 tr} | 2290 | 2305 | Газпроявления | Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций |
| Q – P ₁₋₃ | 0 | 450 | Прихватоопасность | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения |
| K ₂ – K ₁₋₂ | 450 | 1647 | Прихватоопасность | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения |
| K _{1 tr} | 2253 | 2327 | Прихватоопасность | Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин. |

Приложение В

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Таблица В.1– Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

| Интервал | | 0-40 | 40-1220 | 1220-2330 |
|---------------------------|----|--------|---------|-----------|
| Исходные данные | | | | |
| D _д | м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2153 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,3 |
| G _{ос} , кН | | 175 | 120 | 104 |
| Q, Н*м/кН | | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| D _{зд} , мм | | | 262,48 | 191,37 |
| M _р , Н*м | | | 2635 | 2249 |
| M _о , Н*м | | | 147,65 | 107,65 |
| M _{уд} , Н*м/кН | | | 36,93 | 27,33 |

Приложение Г
Компановка низа бурильных колонок по интервалам бурения

Таблица Г.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 | Ш 393,7 НьюТек Сервисез | 0,40 | 393,7 | - | 3-152 | Ниппель | 0,163 |
| 2 | Переводник М152хМ152 | 0,44 | 225 | 100 | 3-152 | Муфта | 0,037 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 3 | УБТ-203х100 Д | 8,3 | 203 | 100 | 3-152 | Ниппель | 1,593 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 4 | Переводник М171хН152 | 0,517 | 225 | 73 | 3-152 | Ниппель | 0,059 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | КЛС-390 М | 0,6 | 390 | 80 | 3-171 | Ниппель | 0,112 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Переводник М171хН152 | 0,517 | 225 | 73 | 3-171 | Ниппель | 0,059 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 7 | УБТ-203х100 Д | 8,3 | 203 | 100 | 3-152 | Ниппель | 1,593 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 8 | Переводник М133хН152 | 0,529 | 225 | 76 | 3-152 | Ниппель | 0,059 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 7 | СБТ G105 127х9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 0,254 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | Переводник М133хН133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 9 | КШЗ-133х35 | 0,47 | 155 | 62 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 10 | ВБТ 140 | 10 | - | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Таблица Г.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–1220 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|-----------------------------------|---------------------------------------|-------------|-----------------------|----------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под кондуктор (40–1220 м) | | | | | | | |
| 1 | 295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш | 0,441 | 295,3 | | 3-152 | Ниппель | 0,082 |
| 2 | Переводник M152xM152 | 0,38 | 240 | | 3-152 | Муфта | 0,02 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 3 | К 295 МС | 0,90 | 295,3 | 185 | 3-152 | Ниппель | 0,114 |
| | | | | | 3-152 | Муфта | |
| 4 | Переводник M171xH152 | 0,54 | 225 | 80 | 3-152 | Ниппель | 0,045 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 5 | ДГР-240.7/8.55 | 8,0 | 240 | | 3-171 | Ниппель | 2,911 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 6 | Клапан обратный КОБ-203 | 0,25 | 240 | | 3-171 | Ниппель | 0,021 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 7 | Переливной клапан ПК-240РС | 0,8 | 203 | 55 | 3-171 | Ниппель | 0,07 |
| | | | | | 3-171 | Муфта | |
| 8 | Переводник M147xH171 | 0,521 | 225 | 101 | 3-171 | Ниппель | 0,051 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 9 | УБТ- 178x90 Д | 58,1 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 8,424 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | Переводник M133xH147 | 0,35 | 225 | 100 | 3-147 | Ниппель | 0,011 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | СБТ G105127x9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 30,975 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | Переводник M133xH133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 13 | КШЗ-133x35 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 14 | ВБТ 140 | 14 | | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1220–2330 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---|--------------------------------|----------|--------------------|-------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Бурение под эксплуатационную колонну (1220–2285; 2310–2330 м) | | | | | | | |
| 1 | PDC БИТ 215,9 В 713 УМ | 0,4 | 215,9 | | 3-117 | Ниппель | 0,024 |
| 2 | ДРУ2-172РС | 9,1 | 172 | | 3-117 | Муфта | 1,081 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 3 | Клапан обратный КОБ-172 | 0,34 | 172 | 66 | 3-147 | Ниппель | 0,015 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 4 | Переливной клапан ПК-172РС | 0,67 | 176 | 55 | 3-147 | Ниппель | 0,039 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 5 | УБТ 178x90 Д | 24,9 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 3,610 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 6 | Переводник М133xН147 | 0,35 | 171,4 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,012 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 7 | Калибратор К 215 СТ | 0,40 | 215 | 70 | 3-133 | Ниппель | 0,018 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 8 | Переводник М147xН133 | 0,40 | 172 | 78 | 3-133 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 9 | УБТ 178x90 Д | 58,1 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 9,2 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 10 | Переводник М133xН147 | 0,35 | 171,4 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,035 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 11 | Ясс гидравлический ЯГБ-172-2ВД | 3,5 | 172 | 76,2 | 3-133 | Ниппель | 1,347 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 12 | СБТ 127 G105 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 59,189 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 13 | Переводник М133xН133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 14 | КШЗ-133x35 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 15 | ВБТ 140 | 14 | | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Таблица Г.4 – КНБК для отбора керна (2285–2310 м)

| № | Типоразмер, шифр | Длина, м | Наруж. диаметр, мм | Внут. диаметр, мм | Резьба (низ) | Тип соединения (низ) | Сум. вес, т |
|---------------------------|-----------------------------------|----------|-----------------------|-------------------------|---------------|-----------------------|-------------|
| | | | | | Резьба (верх) | Тип соединения (верх) | |
| Отбор керна (2285–2310 м) | | | | | | | |
| 1 | Бурильная головка БИТ215,9/100 | 0,3 | 215,9 | 100,6 | 3-161 | Муфта | 0,02 |
| 2 | Керноотборный снаряд 178/100 | 30 | 178 | 100 | 3-161 | Ниппель | 3,0 |
| | | | | | 3-161 | Муфта | |
| 3 | Переводник М147хН161 | 0,5 | 171,5 | 80 | 3-161 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 4 | УБТ-178х90 Д | 33,2 | 178 | 90 | 3-147 | Ниппель | 4,814 |
| | | | | | 3-147 | Муфта | |
| 5 | Переводник М133хН147 | 0,35 | 171,5 | 80 | 3-147 | Ниппель | 0,05 |
| | | | | | 3-133 | Муфта | |
| 6 | СБТ G105127х9,19 | До устья | 127 | 108 | 3-133 | Ниппель | 58,328 |
| | | | | | | Муфта | |
| 7 | Переводник М133хН133 | 0,40 | 155 | 80 | 3-133 | Ниппель | 0,03 |
| | | | | | | Муфта | |
| 8 | КШЗ-133х35 | 0,47 | 155 | 72 | 3-133 | Ниппель | 0,04 |
| | | | | | | Муфта | |
| 9 | ВБТ 140 | 14 | | 82,6 | 3-133 | Ниппель | 0,8 |

Приложение Д
Расчет бурильной колонны на прочность

Таблица Д.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

| Интервал, м Технологическая операция | Тип секции | Наруж. диам., мм | Внутр. диам., мм | Толщ. стенки, мм | Группа прочн. | Тип замкового соединения | Длина, м | Масса, т | | | КЗП | | |
|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|---------------|--------------------------|----------|-----------|--------|---------|------------|------------|-------------------|
| | | | | | | | | 1 м трубы | секции | нараст. | на выносл. | на растяж. | на статич. прочн. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Направление | | | | | | | | | | | | | |
| 0-40 Бурение КНБК №1 | Долото | 393,7 | | | | | 0,4 | | 0,163 | 0,163 | | | |
| | УБТ | 203,0 | 100,0 | | | Д | 8,3 | 0,2150 | 1,785 | 1,948 | | | |
| | Калибратор | 390,0 | 100,0 | | | | 0,6 | | 0,112 | 2,060 | | | |
| | БТ | 127,0 | 108,6 | 9,2 | G-105 | ЗП-162-92 | 30,7 | 0,0313 | 0,961 | 3,020 | 2,35 | >10 | 9,74 |
| Кондуктор | | | | | | | | | | | | | |
| 40-1220 Бурение КНБК №2 | Долото | 295,3 | | | | | 0,44 | | 0,082 | 0,082 | | | |
| | Калибратор | 295,3 | 80,0 | | | | 0,9 | | 0,114 | 0,196 | | | |
| | Двигатель | 240,0 | | | | | 8 | | 2,911 | 3,107 | | | |
| | Обратный клапан | 240,0 | 72,0 | | | | 0,25 | | 0,021 | 3,128 | | | |
| | УБТ | 90,0 | 90,0 | | | Д | 12 | 0,1454 | 1,745 | 4,873 | | | |
| | БТ | 127,0 | 108,6 | 9,2 | G-105 | ЗП-162-92 | 1198 | 0,0313 | 37,51 | 42,38 | | 5,63 | 4,3 |
| Эксплуатационная | | | | | | | | | | | | | |
| 1220-2330 Бурение КНБК №3 | Долото | 215,9 | | | | | 0,4 | | 0,024 | 0,024 | | | |
| | Двигатель | 172,0 | | | | | 9,1 | | 1,081 | 1,105 | | | |
| | Обратный клапан | 172,0 | 78,0 | | | | 0,34 | | 0,015 | 1,120 | | | |
| | УБТ | 178,0 | 90,0 | | | Д | 12 | 0,1454 | 1,745 | 2,865 | | | |
| | УБТ | 178,0 | 90,0 | | | | 12 | 0,1454 | 1,745 | 4,610 | | | |
| | Калибратор | 215,0 | 70,0 | | | | 0,4 | | 0,018 | 4,628 | | | |
| | Яс гидрав. | 172,0 | 76,2 | | | | 3,5 | | 1,347 | 5,975 | | | |
| | БТ | 127,0 | 101,6 | 9,2 | G-105 | ЗП-162-92 | 2362 | 0,0419 | 98,98 | 104,95 | | 3,51 | 2,06 |

Продолжение таблицы Д.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|-------------------------------------|------------|-------|-------|-----|-------|-----------|------|--------|-------|-------|----|------|----|
| 2285-2310 Отбор керна КНБК №4 | Долото | 215,9 | | | | | 0,3 | | 0,043 | 0,043 | | | |
| | Калибратор | 2159 | 78,0 | | | | 0,44 | | 0,049 | 0,092 | | | |
| | УБТ | 178,0 | 76,2 | | д | | 16 | 0,1770 | 2,832 | 2,924 | | | |
| | БТ | 127,0 | 108,6 | 9,2 | G-105 | ЗП-162-92 | 2698 | 0,0312 | 84,24 | 87,16 | | 2,74 | |

Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

| Состав раствора | Содержание, кг/м ³ |
|-------------------|-------------------------------|
| Глинопорошок | 50-60 |
| Каустическая сода | 0,7-1,2 |
| Барит | 80-90 |

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

| Регламентируемые свойства | Значение |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см ³ | 1,16 |
| Условная вязкость, с | 40-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 12-35 |
| ДНС, дПа | 50-90 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см ³ /30 мин | <6 |
| рН | 8-9 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Таблица Е.4 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал 0–2330 м

| Направление интервал бурения, м. | | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм. | k каверн. | Объем скважины в конце интервала, м ³ . |
|--|------|---------------------|----------------------------------|---|-----------|--|
| От | до | | | | | |
| 0 | 40 | 40 | 393,7 | - | 1,50 | 47,44 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V _{фил} = 1,28 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V _{пот} = 22,34 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V _{спо} = 0,3 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V ₂ = 94,88 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V _{бр} = 70,95 |
| 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 | 1220 | 1180 | 295,3 | 323,9 | 1,2 | 241,63 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V _{фил} = 16,28 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V _{пот} = 155,24 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V _{спо} = 6,1 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V ₂ = 305,66 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | V _{бр} = 483,27 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V ₃ = 305,66 |
| 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 | | | | | |
| 1220 | 2400 | 1180 | 215,9 | 244,5 | 1,1 | 133,28 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | V _{фил} = 12,34 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | V _{пот} = 62,97 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | V _{спо} = 10,4 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | V ₂ = 10,84 |
| Общая потребность бурового раствора на интервале: | | | | | | V _{бр} = 266,57 |
| Объем раствора к приготовлению: | | | | | | V ₃ = 266,57 |

Таблица Е.5 – Потребное количество химических реагентов

| Наименование материала | Назначение | Упаковка ед. изм | Потребное количество реагентов | | | | | | | |
|------------------------|---|------------------|--------------------------------|----|-----------|----|------------------|----|-------|----|
| | | | колонна | | | | | | итого | |
| | | | направление | | кондуктор | | эксплуатационная | | | |
| | | | кг | уп | кг | уп | кг | уп | кг | уп |
| Каустическая сода | регулирование кислотности среды | 25,0 | 100 | 4 | 293 | 12 | 280 | 12 | 577 | 27 |
| Глинопорошок | придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи | 1000 | 7116 | 7 | 20962 | 21 | 19992 | 20 | 40962 | 48 |
| Барит | утяжелитель | 25 | 1478 | 60 | 537 | 21 | 13 | 7 | 780 | 88 |
| Полиакриламид | понижитель фильтрации | 25 | 0 | 0 | 210 | 8 | 200 | 8 | 410 | 16 |
| ПАВ | снижение поверхностного натяжения на границе фаз | 25 канистр | 0 | 0 | 419 | 17 | 400 | 16 | 819 | 33 |
| Полиакрилат | стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор | 25 | 0 | 0 | 63 | 3 | 60 | 2 | 113 | 5 |
| ПАЦ НВ | регулятор фильтрации | 25 | 0 | 0 | 231 | 9 | 220 | 9 | 451 | 1 |
| Смазочная добавка | снижение коэффициента трения в скважине | 1000 | 0 | 0 | 1258 | 50 | 120 | 1 | 2457 | 51 |
| Ингибитор | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 25 | 0 | 0 | 419 | 17 | 400 | 16 | 819 | 33 |

Приложение Ж

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

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

Продолжение таблицы Ж.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|--------|-----|--------|------|--------|------|---------|------|---------|
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов | 1317 | 1,2 | 1580,4 | 0,11 | 144,87 | 1,93 | 2541,81 | 6,56 | 8639,52 |
| Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут | 853,29 | | | | | 1,93 | 1646,85 | 6,56 | 5597,58 |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут | 16,12 | | | 0,11 | 1,77 | | | | |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут | 246,62 | 4 | 986,48 | | | 1,93 | 475,98 | | |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут | 370,35 | | | | | | | 6,56 | 2429,50 |
| Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут | 23,22 | | | 0,11 | 2,55 | 1,93 | 44,81 | 6,56 | 152,32 |
| Плата за подключенную мощность, сут | 138,89 | 4 | 555,56 | 0,11 | 15,28 | 1,93 | 268,06 | 6,56 | 911,12 |
| Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут | 41,4 | 4 | 165,6 | | | | | | |
| Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут | 100,84 | | | 0,11 | 11,09 | 1,93 | 194,62 | 6,56 | 661,51 |
| Эксплуатация ДВС, сут | 8,9 | | | 0,11 | 0,98 | 1,93 | 17,18 | 6,56 | 58,38 |
| Эксплуатация трактора, сут | 33,92 | 4 | 135,68 | 0,11 | 3,73 | 1,93 | 65,47 | 6,56 | 222,52 |
| Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут | 100,4 | 4 | 401,6 | 0,11 | 11,04 | 1,93 | 193,77 | 6,56 | 658,62 |

Продолжение таблицы Ж.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|--|--------|-------|---------|-------|---------|-------|----------|------|----------|
| Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т | 13,69 | 146,7 | 2008,32 | | | | | | |
| Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут | 169,29 | 4 | 677,16 | 0,11 | 18,62 | 1,93 | 326,73 | 6,56 | 1110,54 |
| Содержание станции геолого-технологического контроля, сут | 14,92 | | | 0,11 | 1,64 | 1,93 | 28,80 | 6,56 | 97,88 |
| Порошок бентонитовый марки А, т | 75,4 | | | 14,2 | 1070,68 | 25,4 | 1915,16 | | |
| КМЦ-700 высший сорт, т | 1994 | | | 0,17 | 338,98 | 0,38 | 757,72 | | |
| Биолуп LVL, т | 324,74 | | | | | | | 0,74 | 240,3076 |
| NaCl, т | 215,6 | | | | | | | | |
| Сода кальцинированная марки А, т | 18,33 | | | 0,085 | 1,56 | 0,06 | 1,0998 | | |
| НТФ, т | 916 | | | | | | | 0,42 | 384,72 |
| Ингибитор, т | 328 | | | | | | | 0,63 | 206,64 |
| Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т | 32,46 | 0,35 | 11,36 | 14,51 | 470,99 | 40,32 | 1308,787 | 1,4 | 45,444 |
| Транспортировка турбобуров до 300 км, т | 23,53 | | | 0,8 | 18,82 | 3,5 | 101,18 | 1,03 | 24,2359 |
| Транспортировка хим. реагентов 4 группы до 300 км, т | 27,46 | | | 6,39 | 175,33 | 63,3 | 1738,2 | | |
| Транспортировка ГСМ на 300 км, т | 27,45 | 0,82 | 22,51 | 0,34 | 9,33 | 0,86 | 23,61 | | |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб | | | 8266,31 | | 2350,2 | | 12579,36 | | 24600,27 |
| Затраты зависящие от объема работ | | | | | | | | | |
| 393,7 М-ЦВ | 686,4 | | | 0,1 | 68,64 | | | | |
| БИТ 295,3 В516 УСМ.08 | 1379,7 | | | | | 0,43 | 593,271 | | |
| БИТ 215,9 ВТ 613 | 1028,4 | | | | | | | 1,18 | 1213,512 |

Продолжение таблицы Ж.1

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

Таблица Ж.2 – Сводный сметный расчет

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

Продолжение таблицы Ж.2

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

