

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2460 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2460) (571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Мазуров Владимир Александрович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 нефтегазовое дело
Уровень образования: бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (весенний семестр 2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15 мая 2019 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 февраля	Общая и геологическая часть	10
05 марта	Технологическая часть	40
29 марта	Специальная часть	20
15 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15 мая	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность: Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Мазурову Владимиру Александровичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2460 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08 февраля 2019 года №1019/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сутки}$
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); - Углубление скважины:

	(Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; - Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); - Выбор буровой установки. - Профильные перекрыватели как метод ликвидаций осложнений при бурении скважин
Перечень графического материала	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Общая и геологическая часть

2. Технологическая часть

3. Профильные перекрыватели как метод ликвидаций осложнений при бурении скважин

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12 февраля 2019 года
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Е	Мазуров Владимир Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Мазуров Владимир Александрович

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазового дела

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Площадка строительства скважины на нефть и газ: - вредные факторы рабочего места бурильщика ЭиРБ скважин на нефть и газ. - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов - рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ. - рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ. - виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

3. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: 4. физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; 5. действие фактора на организм человека; 6. приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); 7. предлагаемые средства защиты 8. (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места бурильщика ЭРБ на нефть и газ: - вибрация, шумы, токсичные ядовитые газы жидкости. - повышенный уровень шума - повышенный уровень вибрации - общая тяжесть трудового процесса - класс условий труда 3.1. - законодательством предусмотрено - 17 наименований средства индивидуальной защиты
9. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	Анализируемые выявленные опасные факторы. Механические: - подвижные и вращающиеся детали механизмов и машины - работа под давлением. (Каска, спецодежда, спец. обувь, очки защитные и пр.); Термические: - паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спецодежда, спец обувь и пр.); Электробезопасность:

пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	– поражение электрическим током (спецодежда, молнезащита и пр.); Пожаровзрывобезопасность: – возгорание, пожар, НГВП. Мероприятия: – противоаварийные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.) Высота: – монтажные, спускоподъемные операции.
10. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Принять подготовить и рассмотреть и какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора, амбарное хранение отходов); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); - решение по обеспечению экологической безопасности на месторождении.
11. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Взять во внимание опыт строительства скважин при таком геологическом залежи пород. Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.
12. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 февраля 2019 года
---	----------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Мазуров Владимир Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4Е	Мазуров Владимир Александрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 февраля 2019 года
--	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Мазуров Владимир Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит, 80 страниц, 25 таблиц, 5 приложений, 56 литературных источников и 11 рисунков.

Данная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, режим бурения, долото, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2460 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области).

Целью работы является –спроектировать технологическое решение для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновки низа бурильной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования.

По итогу изучения были спроектированы основные конструктивные технологические и технико-эксплуатационные характеристики для бурения вертикальной разведочной одноколонной скважины с цементированием забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а также интервал спуска обсадных колонн и цементирования по расчетным интервалам.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

Скважина–Выработка горной породы цилиндрической формы, диаметр, которой, намного меньше ее длины и пробуренная без попадания человека на забой.

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

Нефтегазоводоносность–Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП–газонефтеводопроявление;
- ВЗД–винтовой забойный двигатель;
- КНБК–компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ–породоразрушающий инструмент;
- ДРУ–двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ–легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ–утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ–калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС–калибратор лопастной спиральный;
- ДНС–динамическое напряжение сдвига;
- СНС–статическое напряжение сдвига;
- ВБТ–ведущая бурильная труба;
- ТБПК–труба бурильная с приварными замками;
- ПХЦЗ–подвеска хвостовика цементируемая защищенная.

- АО–акционерное общество
- БУ–бурильная установка
- ГСМ–горюче-смазочные материалы
- ЕПБВР–Единые правила безопасности взрывных работ
- ИТР–инженерно-технический работник
- КРС–капитальный ремонт скважин
- НКТ–насосно–компрессорная труба
- НП–нефтепродукты
- НТД–нормативно-техническая документация
- МЧС–Министерство Российской Федерации по делам

гражданской

обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий
стихийных бедствий

- ОВЧ–отряд военизированной части
- ОГМЧС–оперативная группировка Министерства Российской
Федерации по чрезвычайным ситуациям
- ОПС–окружающая природная среда
- ОС–окружающая среда
- ОТ–охрана труда
- СИЗ–средства индивидуальной защиты
- СНиП–строительные нормы и правила
- ТБ–техника безопасности
- ЧС–чрезвычайная ситуация

	Оглавление	
	Введение	15
1	ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
1.1	Геологические условия бурения скважины	16
1.2	Характеристика нефтегазоводоносности разреза скважины	18
1.3	Зоны возможных осложнений	19
2	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	20
2.1	Обоснование и расчет профиля(траектории) скважины	20
2.2.1	Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.2	Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.3	Выбор интервалов цементирования	22
2.2.4	Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.5	Проектирование обвязки обсадных колонн	23
2.3	Углубление скважины	23
2.3.1	Выбор способа бурения	23
2.3.2	Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3	Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	25
2.3.4	Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6	Расчет требуемого расхода бурового раствора	29
2.3.7	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	31
2.3.8	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.9	Выбор гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.10	Технические средства и режимы при отборе керна	34
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	35
2.4.1	Расчет обсадных колонн	35
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений	36
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	37
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	38
2.4.2	Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	38
2.4.2.1	Обоснование способа цементирования	38
2.4.2.2	Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора	39
2.4.3	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	40
2.4.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.5	Проектирование процесса освоения скважины	42
2.4.5.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	42
2.4.5.2	Проектирование пластоиспытателя	42
2.5	Выбор буровой установки	43

3	Профильные перекрыватели как метод ликвидаций осложнений при бурении скважин	45
3.1	Профильные перекрыватели, метод установки	46
3.1.1	Технологии изоляции с частичным уменьшением диаметра	46
3.1.2	Технология изоляции без уменьшения диаметра скважины	48
3.1.3	Технология изоляции расширяемых труб за одну СПО	49
3.2	Ликвидации осложнений при бурении скважин	50
3.2.1	Удлинение обсадных колонн снизу	50
3.2.2	Ремонт обсадных колонн при бурении скважин	51
3.2.3	Решение проблем устойчивости ствола	52
3.2.4	Предотвращение ухудшения коллекторских свойств пласта	53
3.2.5	Решение проблем притока воды	54
3.2.6	Наращивание перекрывателя сверху	54
3.2.7	Изоляция интервалов циркуляции и осыпания пород	55
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	56
4.2	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	58
4.3	Расчет нормативного времени на подготовительные работы к бурению	59
4.4	Расчет нормативного времени на бурение скважины	59
4.5	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	60
4.6	Линейный календарный график выполнения работ	61
4.7	Сметная стоимость строительства скважины	62
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1	Производственная безопасность	63
5.2	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	63
5.3	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	66
5.4	Повышенный уровень вибрации	67
5.5	Повышенный уровень шума	67
5.6	Недостаточная освещенность рабочей зоны	68
5.7	Повреждения в результате контакта с насекомыми	68
5.8	Движущиеся машины и механизмы	69
5.9	Повышенное значение напряжения в электрической цепи	69
5.10	Расположение рабочего места на значительной высоте от земли	70
5.11	Экологическая безопасность	70
5.12	Влияние на литосферу	71
5.13	Влияние на гидросферу	71

5.14	Влияние на гидросферу	72
5.15	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
5.16	Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары	73
5.17	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
	Заключение	77
	Список использованной литературы	78
	Список оспользованных источников	79
	Приложение А	85
	Приложение Б	90
	Приложение В	92
	Приложение Г	96
	Приложение Д	98

Введение

В настоящее время, бурение скважин является сложным и опасным производственным процессом, оно может быть успешно реализовано только в случае выполнения всех правил и в первую очередь, правил безопасности.

Опыт строительства скважин позволяет повышать качество бурения скважин, и сопутствующих этому всех процессов. Развитие новых технологий в строительстве скважин позволяет решать многие проблемы, которые раньше не могли быть решены, таким образом повышается уровень качества строительства и безопасности объекта.

В данной выпускной квалификационной работе спроектировано строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2460 метров. В работе включены решения вопросов в сфере технологического характера, экономического и социального. Специальная часть предусматривает рассмотрение и раскрытие темы метода ликвидации осложнений профильными перекрывателями.

1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2410–2435 метров представлен аргиллитом, плотностью 2400 кг/м³.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о давлении по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Градиент			
			Плас- тового давле- ния	Поро- вого давле- ния	Гидрораз- рыва пород	горного давле- ния
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	30	0,100	-	0,200	0,2
Pg _{3nr}	30	203	0,100	-	0,200	0,22
P _{3cg}	203	286	0,100	-	0,200	0,22
P _{2llv}	286	380	0,100	-	0,200	0,22
P _{1tl}	380	410	0,100	-	0,200	0,22
K _{2gn}	410	510	0,100	-	0,200	0,22
K _{2sl}	510	580	0,100	-	0,200	0,22
K _{2ip}	580	740	0,100	-	0,200	0,22
K _{2kz}	740	765	0,100	-	0,200	0,22
K ₂ +K _{1pkr1}	765	1000	0,100	-	0,200	0,23
K ₂ +K _{1pkr2}	1000	1550	0,100	-	0,180	0,23
K _{1alm}	1550	1570	0,100	-	0,177	0,23
K _{1kln}	1570	2030	0,100	-	0,177	0,23
K _{1tr}	2030	2130	0,100	-	0,177	0,23
K _{1klm}	2130	2400	0,100	-	0,177	0,23
J _{3bg}	2400	2410	0,100	-	0,177	0,23
J _{3+2vs}	2410	2450	0,102	-	0,178	0,23
J _{2tm}	2450	2505	0,102	-	0,178	1,234

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности разреза скважины

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о нефтеводоносности по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
40	390	Поровый	1.00	н.д.
390	423	Поровый	1.00-1.003	До 600
721	1499	Поровый	1.003-1.017	До 500
1499	2141	Поровый	1.002-1.018	70-350
2416	2591	Поровый	1.018-1.03	2-17
Нефтеносность				
2073	2079	Поровый	0,673-0,817	До 100
2096	2100	Поровый	0,673-0,817	До 100
2106	2110	Поровый	0,673-0,817	До 100
2116	2120	Поровый	0,673-0,817	До 100
2129	2136	Поровый	0,673-0,817	До 100
2410	2435	Поровый	0,641-0,801	5-25
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют				

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	528	Осыпи и обвалы стенок скважины	
721	1499		
1499	2141		
40	390	Нефтегазоводопроявления	вода
390	423		вода
721	1499		вода
1499	2053		вода
2073	2079		нефть
2096	2100		нефть
2106	2110		нефть
2116	2120		нефть
2129	2136		нефть
2410	2435		нефть
2450	2455		нефть
0	423	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
423	2053		
2053	2141		
0	423	поглощение бурового раствора	частичные поглощения
721	1499		
1499	2053		
2053	2141		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Следуя из задания, нужно произвести технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении. Так как разведочные скважины бурят на площадях с установленной для оконтуривания месторождения, подсчета запасов и подготовке его к разработке.

В разведочных скважинах, на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью отбирается керн, с целью обоснования подготовки залежи к разработке. Отбор керна производится в интервалах залегания продуктивных пластов.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины принимается забой закрытого типа, в котором продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием.

2.2.1 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 в таблице 4.

Таблица 4 – Совмещенный график давлений

Глубина по вертикали, м	индекс стратиграфического подразделения	давление кгс/см ²		график давлений пластового и гидроразрыва пород								градиент давления		Схема конструкции скважины																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
		Пластовое	Гидроразрыва	Эквивалент градиента давлений								Пластового	Гидроразрыва																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
				0,08	0,1	0,12	0,14	0,16	0,18	0,2	0,22																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
30	Q	3	6									0,100	0,200	40м Направление Dд=393,7мм Dот=323,9мм ИЗЦ=40м 750м Кондуктор Dд=295,3мм Dот=244,5мм ИЗЦ=750м 2460м эксплуатационная колонна Dд=215,9мм Dот=146,1 ИЗЦ=1785м																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
203	P _{g3nk}	20	40,6																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
286	P _{3cg}	29	57,2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
380	P _{2II}	38	76																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
410	P _{2tl}	41	82																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
510	k _{2qn}	51	102																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
580	K _{2sl}	58	116																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
740	K _{2ip}	74	148																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
765	K _{2kz}	77	153																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
1000	K _{1-2pk}	100	200																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
1550	K _{1al}	155	310																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
1570	K _{1kis}	157	278																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2030	K _{1tr}	203	359																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2130	K _{1klm}	213	377																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2400	J _{3bg}	240	425																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2410	J _{3gr}	241	427																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2450	J _{3+2vs}	245	436																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2505	J _{3tm}	255,5	446																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										

На графике не наблюдается несовместимых интервалов по условию бурения, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в скважине четвертичные отложения 30 м, то глубина спуска направления 40 м.

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

В итоге, кондуктор спускаем на глубину 750 м. т.к. с этой глубины, согласно прогнозу, физико-механических свойств горной породы по разрезу скважины, начинаются породы средней твердости.

Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта

на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м, данное перекрытие подошвы последнего продуктивного пласта необходимо для того чтобы там оставалась зона смешения.

Глубина спуска ЭК составляет 2460 м.

Конструкция скважины является одноколонной, так как отсутствуют промежуточные и потайные колонны.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

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

Направление: интервал цементирования 0–40 м;

Кондуктор: интервал цементирования 0–750 м;

Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 600–2460 м.

(цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр бурильной головки, который выбирается в зависимости от диаметра крена, в нашем случае диаметр керна равен 100 мм наиболее подходящая по диаметру бурильная головка равна 215,9 мм, отсюда выбираем ближайший по размеру диаметр эксплуатационной колонны с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины, исходя из этих условий наиболее подходящий диаметр эксплуатационной колонны 146,1 мм. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диаметр направления рассчитывается аналогично.

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{\text{му}} = 14,61 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1 –21–146 х 245 К1ХЛ.**

2. ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5 – 230-80х21.**

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчетов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режима бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производится с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических условий бурения.

Учитывая, что интервал под направление сложен из категории мягких пород и небольшую глубину интервала (40м), не целесообразно использовать забойный двигатель, исходя из этого выбираем роторным способ бурения.

Так как интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну имеют большую глубину и сложены большей частью из средних и твердых пород, выбираем способ бурения с использованием забойных двигателей. Что обеспечивает требуемую линейную скорость на периферии долота и успешную проводку скважины с технико-экономическими показателями.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-750	Кондуктор	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
750-2065; 2140-2405; 2440-2460	Эксплуатационная колонна	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
2065-2136; 2405-2440	Отбор керна	Роторный

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 направление 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 6.

Таблица 6 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–40	40–750	750–2460
Шифр долота		III 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 В 516 СМ	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	СТ	СТ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4
Масса, кг		150	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14-28	5-18	6-15
	Предельная	-	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-400
	Предельная	-	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 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.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 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.

3. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 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.

4. В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно методике.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используется аналитический и статический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимается последнее. При обратной последовательности принимается расчетная величины. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по методике в [25], результат занесен в таблицу 7.

Таблица 7 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-750	750-2460
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	2000	6000
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,4	0,6
$G_{пред}, \text{кН}$	275	150	137
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29	25	22
$G_2, \text{кН}$	78	119	130
$G_3, \text{кН}$	220	120	109
$G_{проект}, \text{кН}$	78	119	109

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов кроме бурения под направление проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента, обеспечивающую требуемую линейную скорость и эффективность процесса разрушения горных пород.

Для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1, n_2, n_3 первое является оптимальным, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 .

Учитывая условия что для бурения под направление выбран роторный способ бурения, частота оборотов выбирается из технических характеристик ротора. Максимальная частота ротора составляет 60-80 об/мин. Исходя из

расчетов n_1 нам не подходит, однако, так как интервал слишком мал и применение ДРУ не целесообразно. Исходя из опыта бурения четвертичных осложнений, мы принимаем частоту вращения 40-60 выбранное значение не приведет к износу опор долота.

Интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается от минимального значения n_1 до максимального значения вращений с применением ВЗД, оптимальной работы при проектном расходе жидкости.

Результаты расчетов частоты вращения долота по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-750	750-2460
Исходные данные				
V_d , м/с		2,8	1,5	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	-	-
z		24	-	-
α		0,8	0,6	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		135	97	88
n_2 , об/мин		271	-	-
n_3 , об/мин		657	-	-
ВЗД, об/мин		-	52-130	125-220
$n_{\text{проект}}$, об/мин		40-60	97-130	88-220

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Забойный двигатель должен соответствовать следующим требованиям:

- диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от диаметра долота;

– жесткость забойного двигателя должна соответствовать требованиям компоновки низа бурильной колонны для заданной траектории ствола скважины;

– расход промывочной жидкости должен быть близким к номинальному забойному двигателю;

– крутящий момент, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины;

– забойный двигатель, должен обеспечить частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород. Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Проектирование забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0 – 40	40 – 750	750 – 2460
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$G_{oc}, кН$		35,0	78,4	78,4
$Q, Н^*М/кН$		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}, мм$		-	240	172
$M_p, Н^*М$		-	3025	2463
$M_o, Н^*М$		-	147,65	107,95
$M_{уд}, Н^*М/кН$		-	36,9	30,2

Для интервала бурения 40-750 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель **Д-240РС**, 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 (750-2460) проектируется винтовой забойный двигатель **ДРУЗ-172РС**, который обеспечивает достаточный момент на долоте, позволяющий разрушать горные породы.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Д – 240РС	ДРУЗ – 172РС
Интервал, м	40 – 750	750 – 2460
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	10,14	4,87
Вес, кг	2547	807
Расход жидкости, л/с	30 – 75	24 – 30
Число оборотов, об/мин	52 – 130	125 – 220
Максимальный рабочий момент, кН*м	7,9 – 9,5	3 – 4
Мощность двигателя, кВт	104 – 180	35 – 75

2.11 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-750	750-2460
Исходные данные			
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2153
K	0,65	0,5	0,4
K _к	1,30	1,25	1,10
V _{кр} , м/с	0,15	0,13	0,11
Интервал	0-40	40-750	750-2460
V _м , м/с	0,011	0,008	0,006
d _{бт} , м	0,147	0,147	0,147

Продолжение таблицы–11

Интервал	0-40	40-750	750-2460
$d_{\text{мах}}, \text{ м}$	0,22	0,191	0,121
$d_{\text{нмах}}, \text{ м}$	0,0159	0,0143	0,0056
n	5	3	7
$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	0,5
$V_{\text{кпмах}}, \text{ м/с}$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,2	1,15	1,12
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,3	2,5	2,65
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{ л/с}$	20	12	7
$Q_2, \text{ л/с}$	51	12	10
$Q_3, \text{ л/с}$	156	74	42
$Q_4, \text{ л/с}$	70	37	13
$Q_5, \text{ л/с}$	47	25	23
$Q_6, \text{ л/с}$	-	30	25
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	70-160	37-74	14-42
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{ л/с}$	70-80	60-70	30-40
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{\text{тн}}, \text{ л/с}$	-	30,0	25,0
$\rho_1, \text{ кг/м}^3$	-	1004	1015
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	-	1100	1060
$M_{\text{тм}}, \text{ Н*м}$	-	7900	3000
$M_{\text{тб}}, \text{ Н*м}$	-	9460	3960

В интервале под направление 0–40, из расчетных 70–156 л/с, опираясь на опыт бурения четвертичных отложений нам будет достаточно 70–80 л/с для выноса шлама. Этот литраж мы сможем достигнуть двумя насосами с диаметром втулок (180). Для бурения интервала под кондуктор согласно расчету диапазон получается 37–74 л/с исходя из практического опыта бурение под заданный диаметр, выбирается значение 60–70 л/с которое будет обеспеченно двумя насосами УНБТ 600 с диаметром втулок (170). Под интервал эксплуатационной колонны, расчетный диапазон получается 14–42

л/с, согласно данной методике выбираем значение 30–40 л/с. Данный литраж будет достигнут двумя насосами с диаметром втулок (130).

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секций под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважины, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0 – 40м под направление – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 40 – 750м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 750 – 2460м под эксплуатационную колонну – полимерного (инкапсулированного) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 12. В таблице 13 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 12 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,19	120	-	-	-	-	-	-
Полимер-глинистый	40	750	1,16	90	18	45	10-30/ 25-50	< 10	9,5	< 2
Полимерный (инкапсулированный)	750	246	1,08	50	20	35	10-25/ 15-30	< 6	9,5	< 1

Таблица 13 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, барит, KCL.
Полимер-глинистый	40	750	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, смазывающая добавка, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор, KCL.
Полимерный (инкапсулированный)	750	2460	Техническая вода, каустическая сода, ПАВ, Биополимер, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, инкапсулятор, смазывающая добавка, мраморная крошка, KCL.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разно фракционного карбоната кальция и инертного наполнителя.

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|---|---|
| 1. Буровой раствор | 5. CaCO_3 150 – 60 кг/м ³ |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ |
| 3. CaCO_3 5 – 60 кг/м ³ | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м ³ |
| 4. CaCO_3 50 – 60кг/м ³ | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м ³ |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектированные колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении В.1 приложения В.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице В.2 приложения В.

2.3.8 Выбор 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 стенок скважины;

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

Результаты расчетов представлены в таблицах Г.1 –Г.3 приложения Г.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2073-2136 м, 2410-2435 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствии этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

1. Первый интервал отбора керна 2065-2136;
2. Второй интервал отбора керна 2405-2440;

Для отбора керна планируется использования бурголовки и PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголкой бурения двух запланированных интервалов. Выбор бурголовки сPDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ 215,9/100 В 613 Р 01	215,9	100	3-161 (м)	12

Таблица 15 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна
керноотборного снаряда

Керно- приемное устройст- во	Наруж- ный диаметр корпуса, мм	Макси- мальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керно- приема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК- 178/100 «ТРИАС»	178	18 (4)	100	18	3-171	3-171	2300

Таблица 16 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2405-2440	СК-178/100 «ТРАС»	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Расчеты обсадных колонн представлены колонн представлены в
таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	673	глубина скважины, м	2460
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	600	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2,м}$	487
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_{∂} , м	1640

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (1)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

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

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

Эпюра наружных избыточных давлений, представлена на рисунке 1.

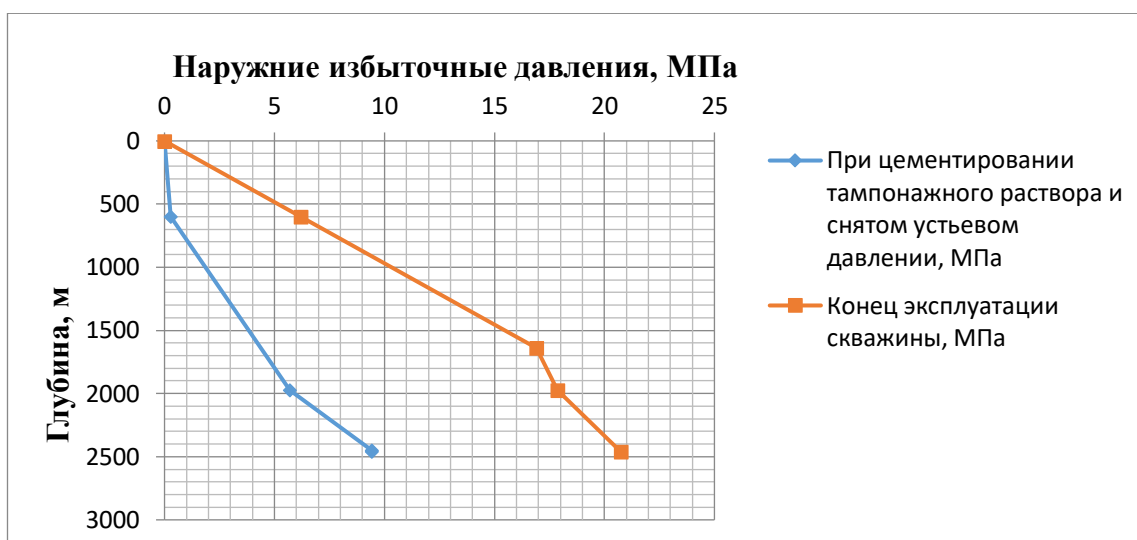


Рисунок 1 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки ее на герметичность.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.

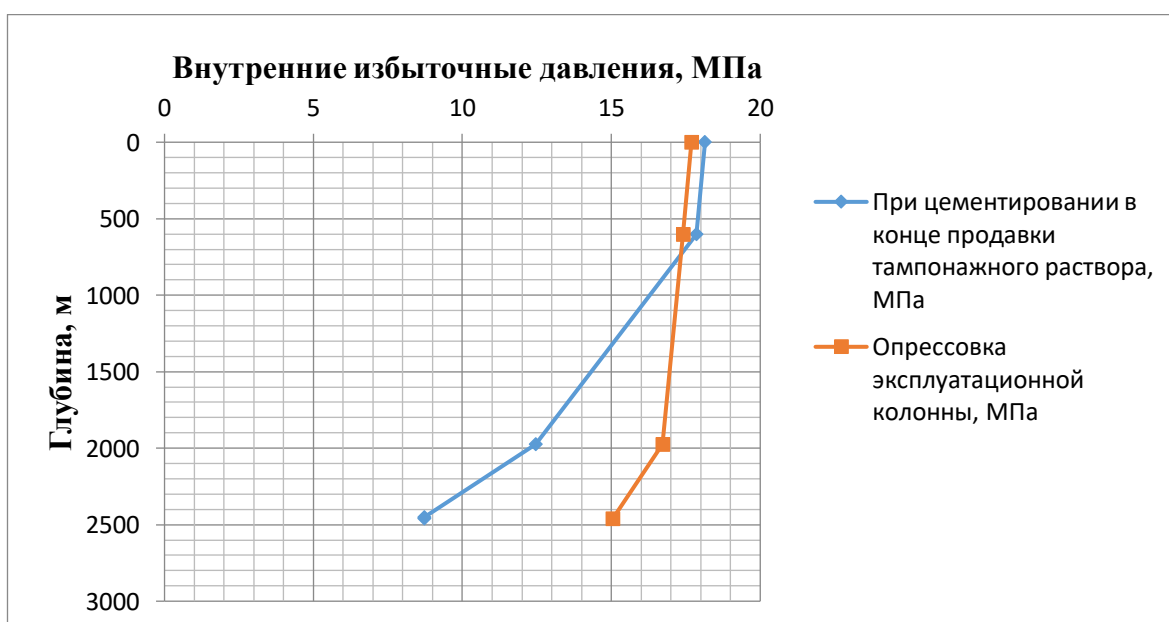


Рисунок 2 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристики обсадных колонн

Наруж- ный диа- метр, мм	Номер секции	Тип резьбо- вого соеди- нения	Груп- па проч- ности	Тол- щина стенки мм	Дли- на, м	Вес, кг			Интер- вал установ- ки, м
						1 м тру- бы	Сек- ций	Сум- мар- ный	
Эксплуатационная колонна									
146	1	ОТТМ	Д	7,7	437	26,5	11580	57300	2460- 2023
	2	ОТТМ	Д	6,5	2073	22,6	45720		2023-0
Кондуктор									
245	1	ОТТМ	Д	7,9	750	47,2	35400	35400	750-0
Направление									
324	1	ОТТМ	Д	8,4	40	67,0	2680	2680	40-0

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирование эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирование

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

где $P_{гс\text{ кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\text{ кп}} = 33,63$ МПа;

$P_{\text{гд кп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,
 $P_{\text{гд кп}} = 0.16$ МПа;

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{\text{гр}} = 40,8$ МПа.

Производим сравнения давлений $33,79 \text{ МПа} \leq 38,73 \text{ МПа}$.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для ее затворения производят с учетом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т
Буферная	3,75	1150	-	МБП-СМ	56,31	-	-
	1,25			МБП-МВ	87,59	-	-
Облегченный тампонажный раствор	42,49	1400	37,48	НТФ	28,05	ПЦТ-1-Об(4)-100	44,84
Тампонажный раствор нормальной плотности	3,46	1800	2,23	НТФ	10,87	ПЦТ - 1 - Ут (2) – 150	33
Продавочная жидкость	43,92	1000	43,92	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{\text{ца}} \geq P_{\text{цг}} / 0,8,$$

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

$$P_{\text{цг}} = 18,1 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 22,6 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320.

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы сухой тампонажной смеси, расположенной в бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (3)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси : $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У)

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машины типа УС6-30Н(У).

По результатам расчета количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 3.

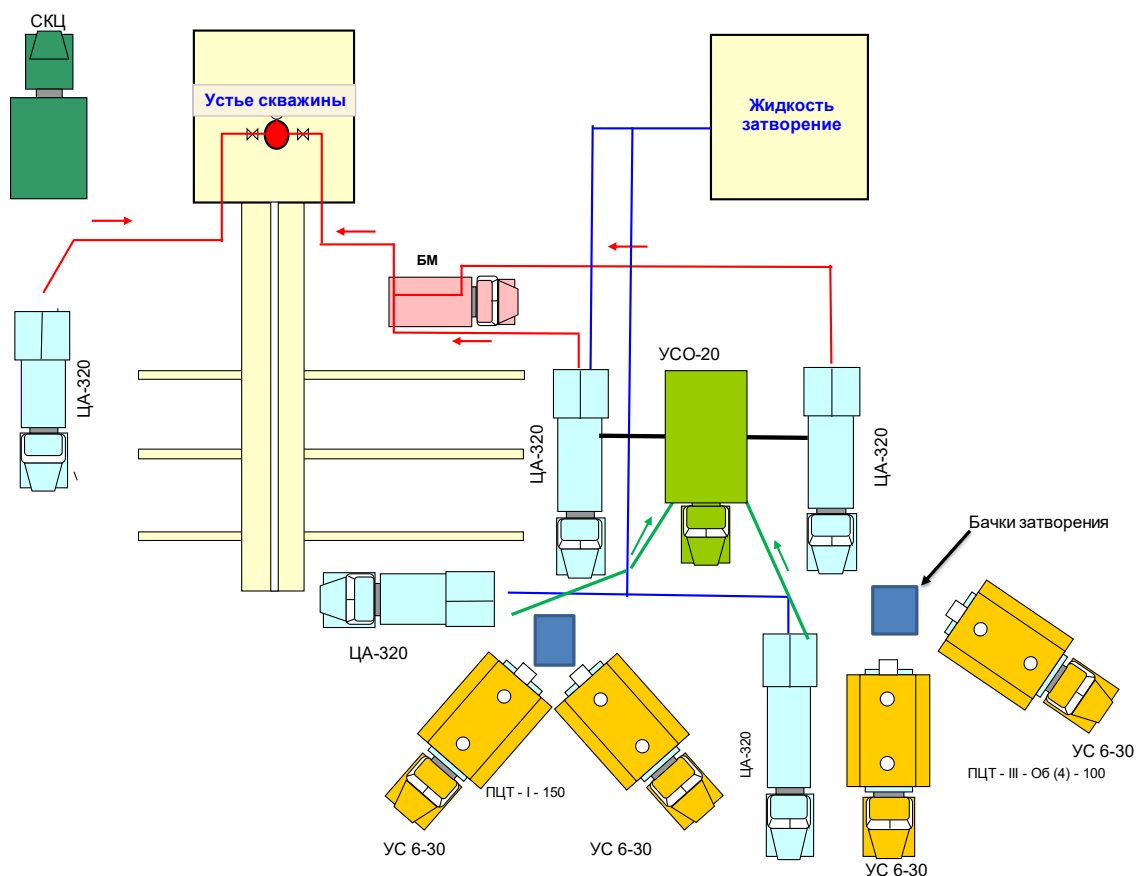


Рисунок 3 – Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D _{усл} = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОДМ -324 ОТТМ	ПРП-Ц- 324	ЦЦ-324/393 (2)
Кондуктор, D _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ-245 ОТТМ	ПРП-Ц- 245	ЦЦ-245/295 (19)
Экспл.колонна, D _{усл} =146 мм	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОД -146 ОТТМ	ПРП-Ц-В-146 ПРП-Ц-Н-146	ЦЦ-146\219,5 (179)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор «Скорпион 102». Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 25 м, глубина 2410-2435м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения «Скорпион 102» представлен в таблице 21.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором «Скорпион 102» потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из пяти секций по 5 м.

Таблица 21 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения «Скорпион 102»

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка,	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце комплекса их скважины (при наличии контейнеров. Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по ее допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спуско-подъемные операции с наиболее тяжелой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (4)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (5)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (6)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (7)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3д-76

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3д-76		225	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	87,5	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,32
Максимальный вес обсадной колонны	57,3	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,51
веса колонны при прихвате	113,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,13

3 ПРОФИЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ, КАК МЕТОД ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Одним из эффективных направлений при строительстве нефтяных и газовых скважин является развитие технологии разобщения пластов расширяемыми обсадными трубами без уменьшения диаметра скважины и без цементирования. Применение таких труб показало высокую надежность и эффективность технологии локального крепления стенок скважины.

Поглощение бурового или тампонажного растворов при строительстве скважин являются наиболее распространенными видами осложнений и возникают почти во всех нефтегазовых регионах мира.

Геологический разрез нефтяных и газовых месторождений представлен в основном осадочными горными породами, в состав которых входят известняки, доломиты, алевролиты, мергели, песчаники, глинистые и доломитизированные известняки, причем около 70 % разреза прочными и устойчивыми к воздействию буровых растворов породами, но из – за чередования пластов с низкими и высокими давлениями, с разными градиентами гидроразрыва и неустойчивыми породами нужно изолировать их друг от друга обсадными колоннами. Поэтому исследования по дальнейшему развитию данной уникальной технологии являются важной и актуальной задачей нефтегазодобывающей отрасли страны.

Стремление сократить затраты привело к разработке целого ряда перекрывающих устройств, повышающих устойчивость стенок скважины к механическим и гидравлическим нагрузкам.

Современное строительство нефтяных и газовых скважин связано с увеличением глубин бурения и применением многоколонных конструкций. Время легкодоступных нефтегазовых ресурсов со строительством одноколонных конструкций уже прошло. Новый век обязательно приведет к изменению теории и практики разобщения пластов при строительстве скважин.

3.1 Профильные перекрыватели. Метод установки.

Суть технологии локального крепления скважин заключается в том, что обсадные трубы диаметром больше диаметра скважины профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а зону осложнения увеличивают в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (не профилированных) обсадных труб (рисунок 4).

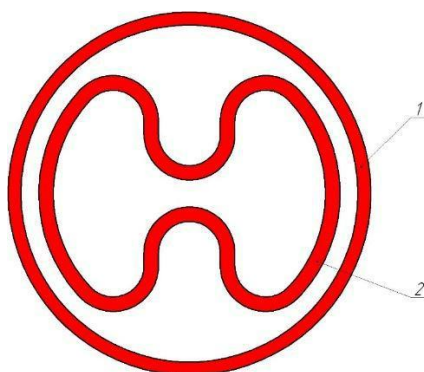


Рисунок 4 – Сечение трубы до (1) и после профилирования (2)

После спуска на бурильных трубах профильного перекрывателя в скважину за счет давления, создаваемого закачкой бурового раствора, профильные трубы раздуваются (выправляются, приобретая исходный размер, и прижимаются своими стенками к стенке участка скважины. После этого внутренний канал калибруют специальным развальцевателем. Для герметизации на профильные трубы до спуска в скважину наносят специальный герметик. Таким образом, осуществляют локальное крепление зоны осложнения стальными трубами без цементирования с сохранением полезного сечения скважины, и дальнейшее бурение продолжают долотом такого же диаметра, которым бурилась скважина до установки ПП.

Уникальность такого способа локального крепления стенок скважин заключается в том, что он позволяет в любой момент в процессе строительства скважины изменить ее конструкцию, т.е. установить последовательно несколько промежуточных обсадных колонн, не изменяя при этом проектного диаметра эксплуатационной колонны.

Принципиальным отличием отечественной технологии от зарубежной является расширение профильных труб почти по всей длине (95 – 97 %) гидравлическим давлением, а цилиндрических участков (3 – 5 %), последовательной раскаткой развальцевателями разного диаметра (от меньшего к большему). В зарубежной технологии производится протягивание клина через все цилиндрические трубы снизу-вверх с использованием тяги буровой лебедки и давления нагнетаемой под клин жидкости.

3.1.1 Технология изоляции с частичным уменьшением диаметра

Данная технология изоляции зоны поглощения промывочной жидкости применяется в скважинах, пробуренных долотом 215,9 мм (рисунок 5). ПП ОЛКС-216У устанавливают в номинальном стволе с уменьшением диаметра скважины.

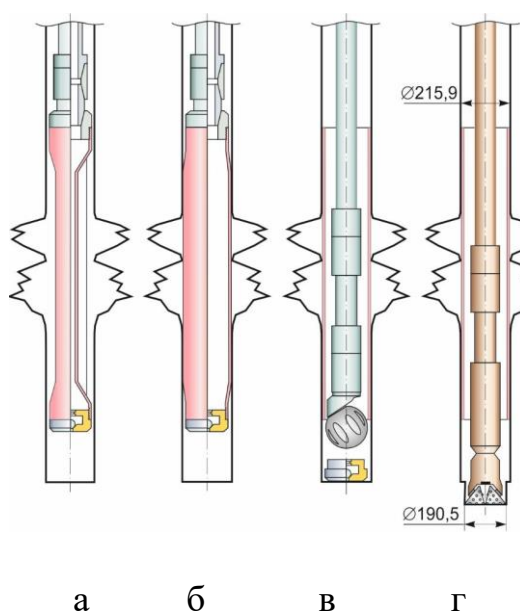


Рисунок 5 – Схема установки перекрывателя ОЛКС216У:

а – в транспортном положении; б – выправление профильной части перекрывателя; в – развальцовывание перекрывателя; г – разрушение башмака

Предварительно ствол скважины, включая плановый интервал установки ПП, калибруют роторным способом или с помощью гидравлического забойного двигателя с использованием калибратора диаметром не менее 212 мм.

Собранный перекрыватель на бурильных трубах спускают в интервал установки. Цементировочным агрегатом закачивают в колонну бурильных труб промывочную жидкость, плавно создавая давление 12 – 15 Мпа. Под действием гидравлической репрессии профильные трубы выправляются и прижимаются к стенкам скважины. Проверяю устойчивость перекрывателя в скважине разгрузкой и натяжением бурильной колонны в пределах 150 – 200 кН.

Технология крепления скважин ОЛКС-216У эффективна, когда в процессе бурения встречаются единичные зоны осложнений и после изоляционных работ остается незначительный интервал для добуривания скважины.

Перекрыватель ОЛКС-216У менее затратный, но его применение связано с необходимостью изменения компоновки бурильного инструмента уменьшения диаметра скважины с 215,9 до 190,5 мм и с трудностями изоляции нижележащих пластов, возникающими с увеличением глубины бурения. Поэтому технология изоляции зон поглощения ПП получила совершенствование.

3.1.2 Технология изоляции без уменьшения диаметра скважины

Для скважин, где встречаются несколько зон осложнений, разработано оборудование локального крепления скважин ОЛКС-216, которое является наиболее перспективным, поскольку дает возможность без уменьшения диаметра скважины изолировать несколько зон, расположенных ниже первой.

Технология ОЛКС-216 скважин включает следующие основные операции (рисунок 6).

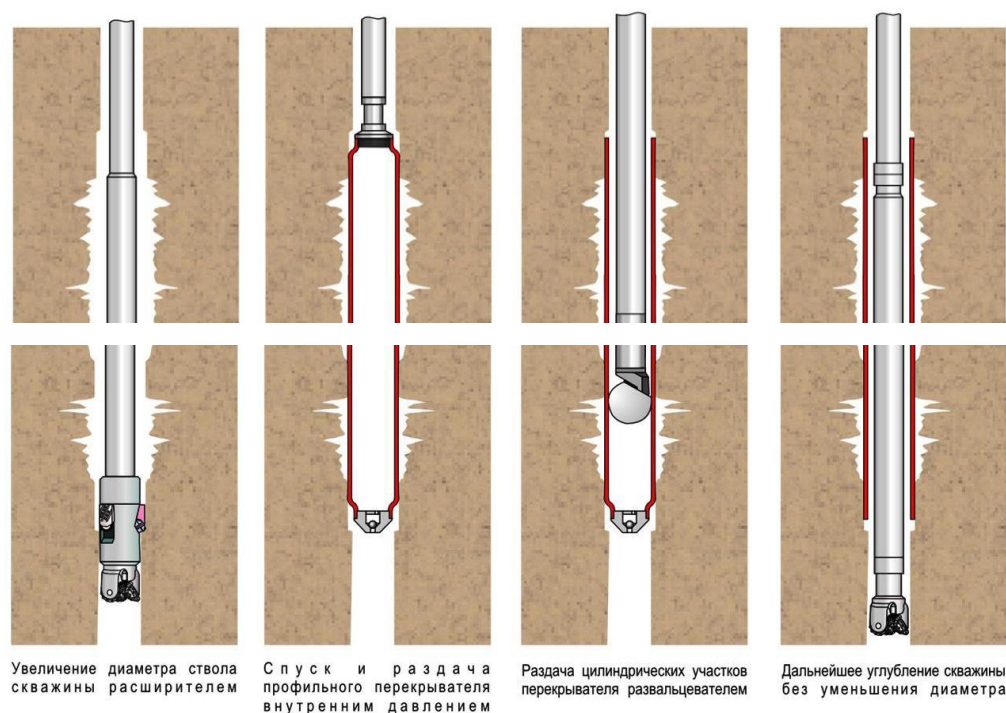


Рисунок 6 – Схема установки перекрывателя ОЛКС-216

Способ увеличения диаметра цилиндрических участков трубы характеризуется значительными по величине усилиями раздачи, поэтому осуществляется последовательная развальцовка шарошечными развальцевателями РШ-196, РШ-208, РШ-216 и РШ-217.

Дальнейшее бурение скважины продолжается без изменения диаметра долот (215,9 мм).

Среднее время на установку ПП длиной 100 м по данной технологии составляет 186 ч. Остальное время (100 ч) затрачивается на калибровку внутреннего канала, расширенного давлением перекрывателя, и раздачу цилиндрических участков одношарошечными перекрывателями.

3.1.3 Технология изоляции расширяемых труб за одну СПО

Затраты времени при локальном креплении зон осложнений зависят в основном от конструктивного исполнения перекрывателя и комплекса инструментов, расширяющих цилиндрические участки профильных труб.

Комбинация шарошечного и роликового развальцевателей является одним из основных технических решений, используемых при применении технологии локального крепления скважин за одну СПО. Они предназначены

для развальцовывания цилиндрических участков и резьбовых соединений расширяемых труб и плотного прижатия пакерующих элементов к стенкам скважины.

Последовательность выполнения операций при осуществлении технологии установки расширяемых труб за одну СПО приведена на рисунке 7.

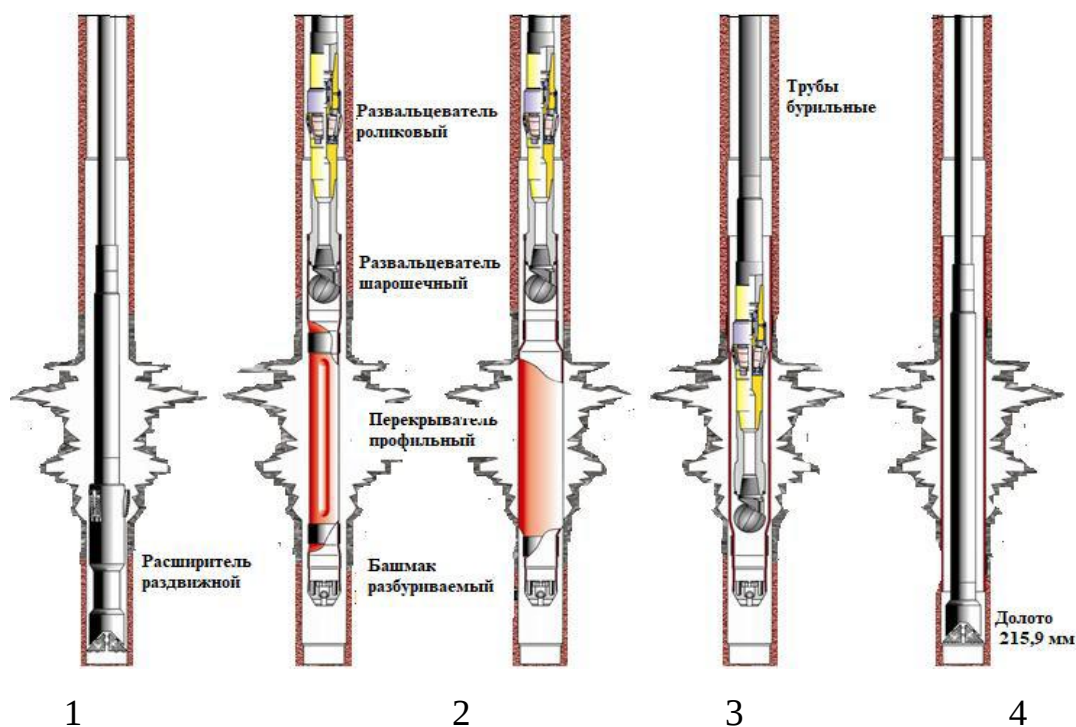


Рисунок 7 – Технология изоляции зоны осложнения колонной расширяемых труб за одну СПО

3.2 Ликвидации осложнений при бурении скважин

3.2.1 Удлинение обсадных колонн снизу

Серьезные проблемы возникают при ликвидации тяжелых локальных осложнений, имеющих определенную связь с ранее закрепленными интервалами скважины. В процессе бурения и крепления скважин в ряде случаев обсадные колонны не удастся спустить до необходимой глубины из-за образования шламовых пробок, обвалов пород и прихватов труб. Это приводит к дополнительным многократным изоляционным работам, а иногда к перекрытию таких интервалов промежуточными колоннами и колонами «хвостовиками» с уменьшением диаметра скважины, усложнением ее конструкции и значительным расходом обсадных труб, цемента и времени.

В 1984 – 1985 гг. была разработана технология и оборудование для удлинения обсадных колонн снизу, и впервые в международной практике бурения в скважине 160 Верхне – Катанской площади Братской нефтегазоразведочной экспедиции зацементированная промежуточная обсадная колонна диаметром 219 мм, спущенная на глубину 2634 м, удлинена снизу на 29 м без уменьшения внутреннего диаметра. Эта технология применена на многих скважинах не только для изоляции зон поглощения бурового раствора, газопроявления, обвалов пород, но и для перекрытия интервала разветвления ствола скважины (рисунок 8)

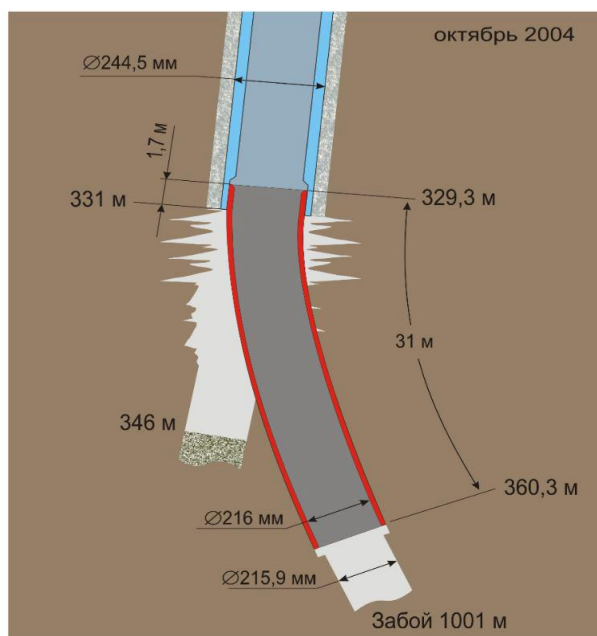


Рисунок 8 – Перекрытие интервала разветвления ствола в скважине 221 А Мензелинско-Актанышской площади ОАО «Татнефть»

3.2.2 Ремонт обсадных колонн при бурении скважин

Разработано оборудование с использованием расширяемых труб для ремонта промежуточных колонн с сохранением возможности добуривания скважины без изменения диаметра долота.

1985 г. – в скважине Генчай -2 в Литве перекрыта трещина в колонне диаметром 219 мм в интервале 214-236 м перекрывателем длиной 41 м,

толщиной стенки 8 мм и скважина добурена до проектной глубины долотом диаметром 190,5 мм.

1987 г. – в скважине 51 Печерской НГРЭ перекрыт интервал разрыва колонны диаметром 245 мм перекрывателем длиной 42,5 мм.

1989 г. – в скважине 35 ПГО «Ямалнефтегазгеология» был произведен ремонт изношенного участка колонны диаметром 219 мм перекрывателем длиной 14 м.

2004 г. – в скважине 50 НГДУ «Надымгазпром» двумя перекрывателями отремонтирована колонна диаметром 245 мм в двух интервалах: 2435,9-2459,4 м и 1564,5-1587,5 м. После ремонта ПП колонна была опресована на 35 Мпа

3.2.3 Решение проблем устойчивости ствола

С 1989 г. в Татарстане (скважина 28852, Павловская площадь, Азнакаевское УБР) начаты работы по креплению расширяемыми обсадными колоннами зон обвалов при бурении наклонно направленных скважин и кыновского горизонта при бурении горизонтальной скважины 39454 перекрывателем длиной 144,5 мм (1995 г.). Перекрыта зона обвалов в уже пробуренной горизонтальной скважине 1623 Г Бастрыкского месторождения в Татарстане, в которой дважды пытались изолировать осложнение цементными заливками, но положительного результата не получили. После изоляции осложнения профильным хвостовиком длиной всего 17,6 м за 32 ч скважина работает с дебитом нефти 10,3 т в сут (рисунок 9).

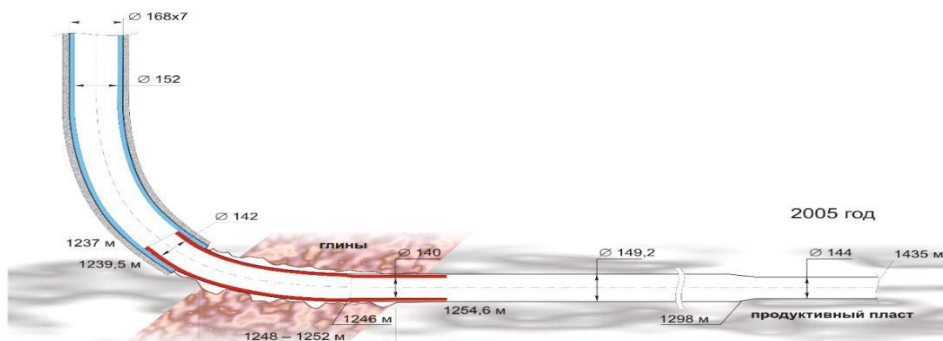


Рисунок 9 – Перекрытие зон осыпания глин в эксплуатационной горизонтальной скважине 1623 Г

3.2.4 Предотвращение ухудшения коллекторских свойств пласта

Разработаны и с 1994 г. начали применяться две технологии по защите продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементным растворами (рисунок 10). В скважинах, где с этой целью были использованы ПП, дебит увеличился по сравнению с соседними, пробуренными по общепринятой технологии, в 1,5–2 раза.

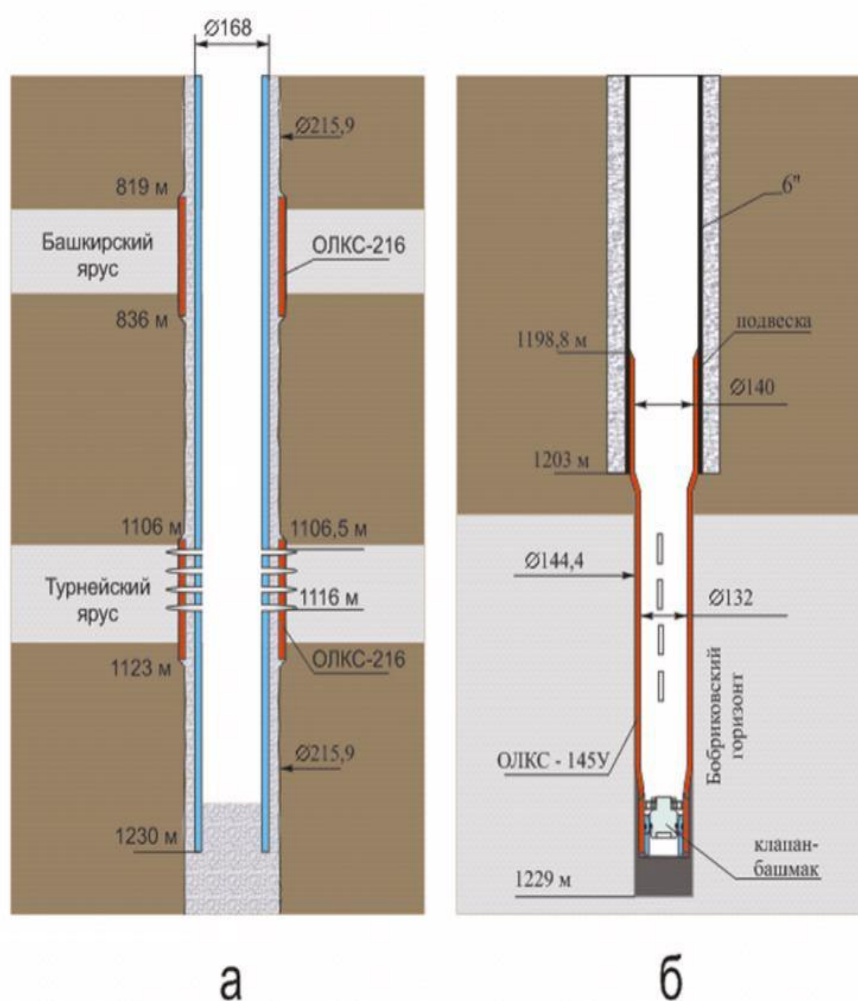


Рисунок 10 – Технология сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов (Татарстан):

а– изоляция продуктивных пластов сразу же после вскрытия на скважине 3484 Летнего месторождения; б – крепление продуктивного пласта без цементирования на скважине 2586 Мельниковского месторождения

3.2.5 Решение проблем притока воды

В 1996 г. были разработаны технология и оборудование, а в 1997 г. перекрыты две зоны водопритока в горизонтальной необсаженной скважине 11251 Г в Татарстане, которая два года не эксплуатировалась из-за 100 % обводненности. После проведения изоляционных работ с помощью ПП скважина стабильно работает с дебитом нефти 18– 20 т/сут.

3.2.6 Нарращивание перекрывателя сверху

Еще в 1978 г. в скважине 14124 Абдрахмановской площади перекрыватель ОЛКС-216У был установлен в интервале 908,4–956,6 м. ОЛКС-216У – оборудование для локального крепления скважин диаметром 215,9 мм с частичным уменьшением диаметра при добурировании скважины, т.е. после установки перекрывателя скважина добурируется долотом диаметром 190,5 мм, но проектный диаметр эксплуатационной колонны (146 мм) сохраняется. Гидродинамическими исследованиями после установки перекрывателя было выявлено, что поглощение осталось на прежнем уровне, хотя кавернозная часть скважины была перекрыта (рисунок 11). После проведения геофизических исследований приняли решение спустить второй перекрыватель длиной 16,8 м и соединить с первым. Скважина добурена до проектной глубины (1731 м) долотом диаметром 190,5 мм без осложнений. До установки ПП на безрезультатные изоляционные работы было затрачено 576 ч (24 сут) времени и большой объем глинистого раствора, наполнителя и цемента. На установку двух состыкованных перекрывателей было затрачено 168 ч (7 сут).

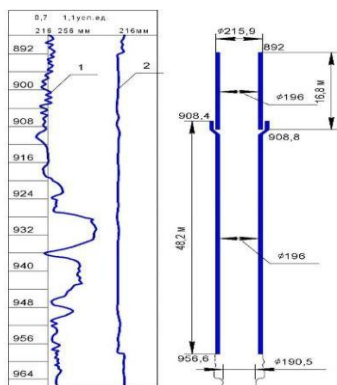


Рисунок 11 – Технология наращивания перекрывателя сверху

3.2.7 Изоляция интервалов потери циркуляции и осыпания пород

Отличительной особенностью разработанного способа наращивания сверху является сохранение внутреннего диаметра перекрывателя, а также точное совмещение и герметичность стыкуемых концов. Одна из наиболее серьезных проблем при строительстве скважин это изоляция зон с интенсивным поглощением бурового раствора, вскрытие которых сопровождается обвалами пород. В процессе бурения обвалы пород и осыпание из каверн шлама не позволяют выполнять работы по вскрытию всего интервала зоны поглощения, так как во время остановки бурового насоса при очередном наращивании бурильные трубы оказываются прихваченными. Ликвидация подобного рода прихватов требует больших затрат времени и материальных средств, при этом желаемого результата зачастую достигнуть не удастся.

Для решения этой проблемы в 1993 г. были разработаны технология и инструменты для герметичного удлинения снизу ПП, установленных в скважине. Впервые в мировой практике такой способ применен в скважине 202 Гараевской площади АО «Самаранефтегаз», где из-за большой каверны, обвалов пород, сопровождаемых «катастрофическим» поглощением бурового раствора дальнейшее бурение было невозможно. После поочередной установки двух состыкованных между собой в скважине перекрывателей без уменьшения ее диаметра было пробурено более 2 тыс. м до проектной глубины.

Серийное производство расширяемых обсадных колонн по проекту института «ТатНИПИнефть» освоено с 1999 г. в ООО «Перекрыватель». Для профилирования труб используется волочильно-профилирующий стан, разработанный институтом «ТатНИПИнефть».

На разработки по расширяемым системам «Татнефти» получено более 100 патентов Российской Федерации и 64 патента зарубежных стран.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

АО «Самотлорнефтегаз»—одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку Самотлорского месторождения—одного из крупнейших в России. АО «Самотлорнефтегаз» учреждено в марте 1999 года в результате реорганизации АО «Нижневартовскнефтегаз». Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО-Югра Тюменской области в 15–60 км севернее и северо-восточнее г. Нижневартовска.

Основными видами деятельности предприятия, владеющим 9 лицензионными участками, являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений.

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет Самотлорнефтегаз, 2516,9 кв. м. На месторождении 9370 добывающих и 4328 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов—2490 км, водоводов—2422 км, других трубопроводов 445 км. Разветвленная сеть автомобильных дорог с твердым покрытием общей протяженностью 1923 км проложена по всему месторождению.

Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой системам, залегающих на глубинах от 1600 до 2500 метров. Начальный дебит скважин 47–200 т/сут. В 1981 году на месторождении была добыта миллиардная тонна нефти. В 1990 г. была добыта 2-х миллиардная тонна нефти. Пик добычи

нефти (около 150 млн тонн. в год) пришёлся на начало 80-х годов XX века; вследствие интенсивной добычи в эти годы нефтеносные пласты стали обводняться и добыча нефти резко снизилась. В 1996 году было добыто 16,74 млн тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных способов интенсификации нефтедобычи выработка нефти увеличилась вдвое. Всего за годы эксплуатации месторождения на нём было пробурено более 18500 скважин, добыто более 2,7 млрд тонн нефти, отбор от НИЗ составляет более 75%, кратность запасов по отношению к текущей добыче составляет 43 года.

С 2005 года АО «Самотлорнефтегаз» имеет сертификат соответствия работ по охране труда (ССОТ), а в 2011 году проведена сертификация на соответствие требованиям международных стандартов OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004, ISO 9001:2008.

В Обществе трудятся свыше 6 тысяч человек. Являясь одним из крупнейших работодателей Нижневартовска и Нижневартовского района, «Самотлорнефтегаз» придерживается принципов высокой социальной ответственности перед своими работниками и их семьями. Предприятие гарантирует благоприятные и безопасные условия труда, развивает культуру производства, социальный пакет. Кроме того, «Самотлорнефтегаз» реализует ряд масштабных программ, направленных на повышение качества жизни сотрудников. В их числе негосударственное пенсионное обеспечение, санаторно-курортное лечение, беспроцентные займы на приобретение жилья. Свою работу АО «Самотлорнефтегаз» строит в тесном взаимодействии с администрациями Нижневартовска и Нижневартовского района. АО «СНГ» самое крупное добывающее предприятие НК «Роснефть», осуществляющее разработку месторождений и добычу полезных ископаемых на территории Нижневартовского района, является ответственным налогоплательщиком и недропользователем, на постоянной основе оказывает поддержку муниципалитетам в решении социально-значимых задач территорий.

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Для определения общего времени строительства данной скважины необходимо построить нормативную карту. Нормативная карта—это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание скважин на продуктивность.

Расчет нормативного времени на вышкомонтажные работы

Расчет времени затраченного на вышкомонтажные работы осуществляется исходя из того что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 3Д -76.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время:

- на сборку оснований вышечно—лебедочного блока—70,9 часов;
- на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока—173,4 часа;
- на сборку механизма подъема вышки—102,2 часа;
- на сборку вышки—672,9 часов;
- на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений —230,2 часа;
- на сборку оснований насосного блока—307,7 часа;
- на монтаж буровой установки—150,6 часа.

Суммарное время на строительные—монтажные работы составляет 1707,9 часа или 71,2 суток . Которая рассчитывается по формуле (8)

$$T_{\text{BM}}=70,9+173,4+102,2+672,9+230,2+307,7+150,6=1707,9 \text{ часов} \quad (8)$$

4.3 Расчет нормативного времени на подготовительные работы к бурению

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 48 часов или 2 суток.

4.4 Расчет нормативного времени на бурение скважины

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормы время на механическое бурение одного метра составляют:

- для интервала под направление (0–40 м)–0,02 ч;
- для интервала под кондуктор (0–750м)–0,03 ч;
- для интервала отбора керна (2775–2825м)–0,4ч;
- для интервала под эксплуатационную колонну (750–2460м)–0,09 ч;

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

При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Учитывается время затраченное на все осуществляемые технологические операции и их составляющие, например, спускоподъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (9)

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (9)$$

где $T_{Б1}$ –норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h –величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (10–11)

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (10)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{(N_{\text{ПОД}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (11)$$

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{ПОД}}$ —соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{СП}}$, $T_{\text{ПОД}}$ —соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1\text{св}}$ —нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице Д.1 приложения Д.

4.5 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (12)

$$V_M = H/T_M = 2460/104,95 = 23,43 \text{ м/ч} \quad (12)$$

где H —длина скважины, м; T_M —продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (13)

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}) = 2460/(104,95 + 61,92) = 103 \text{ м/ч} \quad (13)$$

где $T_{\text{сно}}$ —время СПО, час

Коммерческая скорость определяется по формуле (14)

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H = 2460 \cdot 720/269,73 = 6566 \text{ м/ст.мес} \quad (14)$$

где T_K — календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (15)

$$h_d = H/n = h_o = 2460/2,73 = 901 \text{ м} \quad (15)$$

где n —количество долот, необходимых для бурения скважины.

4.6 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа– и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Буровой мастер–1 чел;
- Помощник бурового мастера–4 чел.;
- Бурильщик 6 разряда–4 чел.;
- Бурильщик 5 разряда–4 чел.;
- Помощник бурильщика 5 разряда–4 чел.;
- Помощник бурильщика 4 разряда–4 чел.;
- Слесарь 5 разряда–2 чел.;

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте представленной в таблице Д1 приложения Д, составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 737,52 часов или 30,73 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 24.

Таблица 24–Линейный календарный график проведения работ

Вид работ	Сутки	Месяцы					
		1	2	3	4	5	6
1.Вышкомонтаж	71						
2.Бурение	30,73						
3.Испытание	10,6						

4.7 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Расчет затрат на строительство скважины ведётся по сметным ценам, представленных в единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV–5–82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки на подготовительные работы, строительные и монтажные работы, бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах Д.1 приложения Д.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV–5–82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Тюменской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.

Сводная смета на строительство скважины представлена в таблице Д.1 приложения Д.

Итого с учетом НДС полная стоимость на строительство скважины составила 250406864 руб.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

С ростом технологий в сфере бурения предполагает увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Растут риски пагубного воздействия на окружающую среду. Тем самым мы должны обеспечить минимальный вред окружающей среде и человеку. Предприятия должны знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства. Мероприятия по уменьшению опасности обычно снижают производительность труда и не несут экономической выгоды.

5.2 Производственная безопасность

Охрана труда, зона работы сотрудника, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочем месте сотрудника, роторная площадка буровой установки, сокращение физического труда путем механизации процесса, путем удаленного управления буровыми насосами. В таблице 1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству нефтяной и газовой скважины.

5.3 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля, за запыленностью и загазованностью, используют специальные приборы, газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК, транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ, метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод)–300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности –10 мг/м³, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности).

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции

Таблица 25– Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству скважины на нефть и газ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3 Освоение продуктивного пласта	1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. 5 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4 Пожарная безопасность	1 ГОСТ 12.0.002-80 . 2 ГОСТ 12.0.003-74 . 3 ГОСТ 12.1.005-88 . 4 СНиП 2.04.05-91 . 5 ГОСТ 12.1.012-90 . 6 ГОСТ 12.1.003-83 . 7 СНиП 23-05-95 . 8«Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» 9 ГОСТ 12.1.007-76. 10 ГОСТ 12.2.003-91. 11 ГОСТ 12.3.003-75. 12 РД 34.21.122-87. 13 СНиП 4557-88. 14 ГОСТ 12.1.008-76. 15 МР 2.2.8.2127-06. 16 Н 2.2.5.1313-17.

5.4 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей

зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, так и в закрытом помещении, при переходе из одной зоны в другую при разнице температур (+10)–(-60 °С) приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² С целью профилактики перегрева организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до (-50)–(-60°С). К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в [ГОСТ Р 12.4.236–2011](#). Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно [ГОСТ Р 12.4.218-99](#), зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область пояса.

Работает бурильщик преимущественно за пультом управления. Работу выполняет в основном стоя. Следит за приборами на пульте управления. Регламентированные перерывы- 3% от рабочего времени, в эти 3 % когда бурильщик отлучается на перерыв или перекур его подменяет сменный

бурильщик который входит в состав вахты дневной или ночной смены. Смена бурильщика как и у всех членов вахты составляет 11 часов, с перерывом на обед.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

5.5 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы, компрессорные блоки, основная лебедка. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные вибро-гасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, вибро-обувь и вибро-рукавицы.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям [ГОСТ 12.1.012-90](#) ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности.

5.6 Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита компрессорные блоки дизельные установки. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям [ГОСТ 12.1-050](#) и [ГОСТ 23941](#) Уровень шума на в рабочей зоне бурильщика зависит от вида выполняемой работы, что составляет от 15 до 45 дБА местами в лебедочном блоке составляет с выше 85 дБА. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы, бируши), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся:

- Пневмоударники
- Звукоизоляция и звукопоглощение стены обработанные специальной пеной или установлены спец блоки.

5.7 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в [СНиП 23-05-95](#) Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора –100 лк, пути движения талевого блока–30 лк, превенторные установки 7–5 лк, полаты верхового рабочего–10 лк, приемные мостки–30 лк, пусковые ящики насосного блока–50 лк, буровые насосы–25 лк.

5.8 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует несколько основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение и применение распыляющих средств на одежду. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам.

5.9 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом [Минтруда России от 09.12.2014 N 997](#), проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

5.10 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незаземленного от земли человека к незаземленным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

5.11 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности палати верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м иметь зацепное устройство для крюка пояса верхового и проверено не реже 1 раза в месяц, каждый раз при работе на высоте визуальный осмотр.

В зимнее время, оборудованные палатия верхового подогревом полов должны быть в исправном состоянии, исключить падения и травмирование.

5.12 Экологическая безопасность

Создание условий для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;
- правильное хранение и использование по назначению химических реагентов.
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках;
- нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП;

7.14 Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

- Использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву.
- Сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.
- После сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.
- Необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

7.15 Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

7.16 Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техник, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

7.17 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во избежание аварий на месторождениях каждой организацией, буровым подрядчиком или заказчиком, создается документ, по ликвидации ГНВП или предупреждению чрезвычайных ситуаций и ликвидаций. Которые не должны противоречить федеральным нормам и правилам в области

промышленной безопасности, правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности разработаны в соответствии кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. Каждый работник проходит курс по обучению на корочки ГНВП, после которого он будет допущен на буровую площадку.

Типы чрезвычайных ситуаций и последствия:

- открытое фонтанирование нефти продуктов скважины, влекут за собой возгорание торфяных болот, лесов, загрязнение окружающей среды.
- открытое фонтанирование водоносных пластов, влекут за собой затопление лесов, увеличения уровня в ближе лежащих озерах реках.
- разливы нефти в реки озера, питьевых источников используемых ближе лежащими селами, городами.
- россыпи химических реагентов на буровой площадке, попадающие в заболоченную местность месторождения.

7.18 Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

При строительстве скважины, может возникнуть на определенных глубинах различные осложнения и ГНВП, это могут быть открытые фонтаны и их последствия. При не соблюдении технологии и не принятия мер для их устранения, таких как увеличение буровой жидкости против расчетной в рабочих емкостях, увеличения давления на стойке манифольда, проявления флюида. При этих условиях стоит загерметизировать устье скважины, и согласно плану производить глушение скважины, если все пункты проявления проигнорировать произойдет выброс буровой жидкости и фонтанирование скважины. Последует разрушения устья скважины, разрушения противовыбросового оборудования, возгорание нефти продуктов которые наносят в некоторых случаях невосполняемую потерю окружающей среде.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 26.

Таблица 26–Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием м углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

В случае возникновения аварийной ситуации, открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Первый работник, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады. Во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона. Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера ТКРС либо ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану.

7.19 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому кодексу РФ статьёй 173–Гарантии и компенсации работникам совмещающие работу с получением высшего образования по программам бакалавриата, программам специалиста или программам магистратуры, и работникам поступающим на обучение по указанным образовательным программам.

Согласно трудовому кодексу РФ, N 197–ФЗ_указанно что работники имеют право на подготовку и дополнительное профессиональное образование. Указанное право реализуется путем заключения договора между работником и работодателем.

Бурильщик имеет полное право на–повышение квалификации включает следующие виды обучения: краткосрочное (не менее 72 часов) тематическое обучение по вопросам конкретного производства, которое проводится по месту основной работы специалистов и заканчивается сдачей соответствующего экзамена, зачета или защитой реферата, получение стажировки как в Российской Федерации, так и за рубежом.

При строительстве скважины на нефть и газ в условиях крайнего севере обычно предусмотрен вахтовый метод работы. Рабочая смена составляет не более 11 часов с перерывами на прием пищи. Каждый год прохождение

медицинского осмотра, проверка знаний и сдача тестового экзамена. Прохождение повторного или первичного обучения на допуск ГНВП раз в 2–3 года за счет предприятия.

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены, инженерные решения по строительству вертикальной разведочной скважины глубиной 2460 метров в Тюменской области пробуренной компанией АО Самотлорнефтегаз.

В технической части были аргументирован выбор, продоразрушающего инструмента, выбор и класс долот подходящий под интервалы бурения, винтовые забойные двигатели, выбор КЛС и КЛ и тип бурильной трубы. Под каждый интервал бурения был разработан буровой раствор, который должен обеспечить оптимальную скорость проходки бурового инструмента в различных интервалах.

Геологической части были рассмотрены все возможные осложнения в различных интервалах, осыпи обвалы, поглощения буровой жидкостью, прихвато-опасные зоны.

В специальной части были рассмотрены профильные перекрыватели как метод ликвидации осложнений при бурении скважин

Социальной ответственности рассмотрены опасные факторы влияющие как на человека так и на окружающую природу, способы ликвидации ГНВП, степень защиты, нормы прав человека на рабочем месте, степень безопасности рабочей зоны соответствующие с федеральными законами.

Финансовый менеджмент предусматривает расчеты на химию, на коммерческую скорость бурения, зарплату работникам, полная смета затрат на строительство скважины

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>
2. ГОСТ 12.4.236-2011. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200085214>
3. ГОСТ 12.1.218-99 Одежда специальная. Общие технические требования. Электронный ресурс – Режим доступа <http://docs.cntd.ru/document/1200008470>
2. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/
3. ГОСТ 12.1-050-86 и ГОСТ 23941-79 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/gost/12.1.003-83/>
4. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/>
5. «09.12.2014 N 997» Об утверждении типовых норм – Режим доступа http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_175841/
6. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/
7. «Экологическая безопасность влияние на литосферу , атмосферу , гидросферу» Электронный ресурс - <https://www.expert123.ru/ekologicheskaya-bezopasnost-neftegazovoj-otrasli/>
8. «Безопасность в ЧС и мероприятия по их устранению» Электронный ресурс – <http://docs.cntd.ru/document/499075302>

9. РФ статья 173 «Правовые организационные вопросы»
Электронный ресурс
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/80ee003dcff42e74722e1f101f707c1561fdfezd/

10. РФ, N 197 – ФЗ «Правовые организационные вопросы »
<https://fzrf.su/kodeks/tk/>

Список использованных источников

1. 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.

2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.

3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.

4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.

5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2–х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.

6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.

7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград

8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И.

Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
13. Ясы [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2017).
18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун–т. Пермь, 2007, – 189 с
19. Сваб [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – <http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. – <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
22. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс]. – <http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
23. Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль–Сухили М.Х., Торопов Е.С.

Исследование работы пары “эластомер–металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 23.

24. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.

25. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97–105.

26. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.

27. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. : Химия, 1977. – 264 с.

28. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2016).

29. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2016).

30. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс]. – <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 22.12.2016).

31. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 22.12.2016).

32. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 20.05.2017).

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

34. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 20.05.2017).

35. СНиП IV–2–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

36. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года "О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1".

37. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017–04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

38. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

39. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

40. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

41. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

42. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

43. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с

Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.)

44. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

45. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

46. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

47. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

48. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

49. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

51. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

52. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).

53. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

54. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

55. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

56. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

Приложение А

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

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	4	5	6
0	30	30	Четвертичные отложения	Q	1,40
30	203	173	Некрасовская свита	P ₃ nk	1,40
203	286	93	Чеганская свита	P ₂₊₃ cg	1,30
286	380	94	Люлинворская свита	P ₂ ll	1,30
380	410	30	Талицкая свита	P ₂ tl	1,30
410	510	100	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,30
510	580	70	Славгородская свита	K ₂ sl	1,30
580	740	160	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,20
740	765	25	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,20
765	1550	785	Покурская свита	K ₁ 2pk	1,20
1550	1570	20	Алымская свита	K ₁ al	1,20
1570	2030	460	Киялинская свита	K ₁ kis	1,10
2030	2130	100	Тарская свита	K ₁ tr	1,10
2130	2400	270	Куломзинская свита	K ₁ kim	1,05
2400	2410	10	Баженовская свита	J ₃ bg	1,05
2410	2450	40	Васюганская свита	J ₃₊₂ vs	1,10
2450	2505	55	Тюменская свита	J ₂ /TM	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительный слой; пески, глины с прослоями лигнита, суглинки
P _{3nk}	30	203	Пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, и глины с прослоями лигнита, иногда алевроистые
P _{2+3cg}	203	286	Глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевроитов
P _{2ll}	286	380	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные, встречаются прослойки алевроитов
P _{2tl}	380	410	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевроистые с прослойками песчаников
K _{2gn}	410	510	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевроистые; в верхней части – мергели серые, зеленовато-серые
K _{2sl}	510	580	Глины серые, зеленовато-серые алевроистые, иногда опоковидные с переслаиванием песчаников и алевроитов
K _{2ip}	580	740	Песчано-алевритовая толща с прослоями глин; песчаники и алевроиты серые, иногда глауконитовые
K _{2kz}	740	765	Глины серые, темно-серые, плотные, иногда алевроистые и слюдистые, с включением пирита
K _{12pk}	765	1550	Переслаивание глин, алевролитов и песчаников; глины серые, буровато-зеленовато-серые, часто алевроистые; алевролиты серые, темно-серые, слюдистые, крепкие; песчаники мелкозернистые, слабосцементированные
K _{1al}	1550	1570	Свита сложена базальным песчаным пластом А ₁ и залегающей на нем кошайской пачкой аргиллитоподобных глин
K _{1kis}	1570	2030	Переслаивание глин, алевролитов и песчаников: песчаники светло-серые, мелкозернистые, часто глинистые или алевроистые; преобладание глинисто - алевролитовых пород
K _{1tr}	2030	2130	Песчаные пласты с прослоями алевролитов и аргиллитов; песчаники серые, мелкозернистые, слабо- и средне сцементированные; алевролиты крепкие, плотные, слюдистые; аргиллиты плотные, крепкие с линзовидной кривой слоистостью
K _{1kim}	2130	2400	Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие, часто алевроистые, с прослоями алевролитов иногда известковистые; в верхней части некоторое опесчанивание
J _{3bg}	2400	2410	Битуминозные аргиллиты темно-бурые, плотные, крепкие, иногда алевроистые или карбонатизированные, участками с прослойками сидерита
J _{3+2vs}	2410	2450	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, углистых аргиллитов и песчаников; выделяется до двух пластов угля
J _{2/ГМ}	2450	2505	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей

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

Индекс страти- графического подраз- деления	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, мД	Глинность, %	Карбонатность , %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Катего- рия породы промыс- ловой класси- фикации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	пески	2,0	25-30	2500	10	0	10	1	10	мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	5	4	мягкая
			глины	2,0	25-30	0	90	0	0	5	4	мягкая
P3nk	30	203	пески	2,1	25	1000	20	0	10	5	10	мягкая
			глины	2,4	30	0	90	0	0	5	4	мягкая
P2+3cg	203	286	глины	2,3	25	0	95	0	0	5	4	мягкая
			пески	2,1	25	10	10	0	10	5	10	мягкая
			алевролиты	2,1	30	0	90	0	10	5	10	
P2ll	286	380	глины	2,3	25	0	95	0	10	5	4	мягкая
P2tl	380	410	глины	2,3	25	0	95	0	10	5	4	мягкая
			песчаники	2,1	30	10	10	0	0	5	10	мягкая
K2gn	410	510	глины	2,3	25	0	100	0	10	5	4	мягкая
K2sl	510	580	глины	2,3	16	0	95	0	15	5	4	мягкая
			песчаники	2,1	25	300	20	0	25	5	10	мягкая
K2ip	580	740	песчаники	2,1	25	300	20	0	30	5	10	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	90	0	35	5	6	средняя
			глины	2,3	16	0	95	0	15	5	4	мягкая
K2kz	740	765	глины	2,4	16	0	100	3	25	5	4	мягкая

Продолжение таблицы – А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K12pk	765	1550	песчаники алевролиты глины	2,1 2,2 2,35	22 20 16	20-300 0 0	10 20 95	3 5 2	30 35 25	5 5 5	10 6 4	средняя средняя мягкая
K1al	1550	1570	глины песчаники	2,3 2,2	15 30	0 90	100 20	2 3	30 35	1 2,5	4 10	средняя средняя
K1kis	1570	2030	глины алевролиты песчаники	2,0 2,4 2,2	22 14 20	30 0 10	95 20 15	10 5 10	25 35 40	3,5 3,5 3,5	4 6 10	средняя средняя средняя
K1tr	2030	2130	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,35 2,4	22 10 16	30 10 0	5 30 100	5 5 5	45 35 50	3 3 3	10 6 4	средняя средняя средняя
K1kim	2130	2400	аргиллиты песчаники алевролиты	2,4 2,3 2,35	5 22 20	0 30 10	95 5 30	5 5 5	70 45 35	3 3 3	4 6 10	твердые твердые средняя
J3bg	2400	2410	аргиллиты битуминозные	2,45	0	0	100	10	80	3	4	твердые
J3+2vs	2410	2450	песчаники угли алевролиты аргиллиты	2,3 1,4 2,3 2,4	15 0 10 5	20 0 5 0	20 0 25 100	5 0 5 5	65 70 120 80	2 3 2 2	10 3 6 4	твердые твердые твердые твердые
J2/ТМ	2450	2505	песчаники угли алевролиты аргиллиты	2,3 1,4 2,3 2,4	15 0 10 5	5-100 0 5 0	20 0 30 95	5 0 5 5	65 70 120 80	2 3 2 2	10 3 6 4	твердые твердые твердые твердые

Приложение Б

Таблица Б.1 –КНБК для бурения секций под направление

№	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 (0-40м)							
1	БИТ 393,7 В 419 С	0,48	393,7	-	3-177	Ниппель	0,14
2	Переводник М171хМ177	0,42	225	101	3-177	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
3	УБТ-203 х100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
4	Переводник М147хН171	0,38	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
5	УБТ-178 х80 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
6	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
7	Ведущая труба ВБТ-140	28	140	100	3-147	Ниппель	3,616
					3-171	Муфта	
Суммарный вес							7,156

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секций под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	На- руж- ный диа- метр, мм	Внут- рений диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40-750м)							
1	БИТ 295,3 В 516 СМ	0,48	295,3	-	3-152	Ниппель	0,054
2	Калибратор КЛС 295	0,9	295	90	3-152	Муфта	0,12
					3-152	Ниппель	
3	Д-240РС	10,14	240	-	3-152	Муфта	2,54
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-240	0,65	240	-	3-171	Ниппель	0,11
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	-	3-171	Ниппель	0,10
					3-171	Муфта	
6	УБТ-203 x100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
7	Переводник М152хН171	0,51	200	100	3-171	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
8	Переводник М171хН152	0,51	200	100	3-152	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
9	УБТ-203 x100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
10	Переводник М147хН171	0,47	200	90	3-171	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133хН147	0,43	178	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	689,4 9	127	108	3-133	Ниппель	21,525
					3-133	Муфта	
13	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
14	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
15	Ведущая труба ВБТ-140	28	140	100	3-147	Ниппель	3,616
					3-171	Муфта	
	Суммарный вес						31,919

Таблица Б. 3 – КНБК для бурения секций под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	На- руж- ный диамет р, мм	Вну- тре- ний Диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (750-2065;2140-2405,2440-2460м)							
1	БИТ 215,9 В 516 У	0,385	215,9	-	3-117	Ниппель	0,48
2	Калибратор КЛС 215	0,75	215	70	3-117	Муфта	0,06
					3-117	Ниппель	
3	ДРУЗ-172РС	8,65	172	-	3-117	Муфта	1,6
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-178	0,34	178	-	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-178	0,42	178	-	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
6	УБТ-178 х80 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
7	Переводник М133хН147	0,43	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛС 215	0,75	215	70	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
9	Переводник М147хН133	0,43	178	70	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
10	УБТ-178 х80 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	300	127	108	3-133	Ниппель	9,90
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ТБТ 127 х13 Д	25	127	76	3-133	Ниппель	2,01
					3-133	Муфта	
14	Яс гидравлический 4ЯГГ-171	5,7	171	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
15	Бурильная труба ТБТ 127 х13 Д	25	127	76	3-133	Ниппель	2,01
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	2043,87	127	108	3-133	Ниппель	65,37
					3-133	Муфта	
17	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
18	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
19	Ведущая труба ВБТ-140	28	140	100	3-147	Ниппель	3,616
					3-171	Муфта	
	Суммарный вес						87,53

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж- ный диа- метр, мм	Внут- рений диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум- марный вес, т
					Резь- ба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Отбор керна (2065-2136, 2405-2440)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 613.Р .01	0,16	215,9	100	3-161	Муфта	0,03
2	Центратор нижний	0,55	210	140	3-161	Ниппель	0,68
					3-171	Муфта	
3	Кернотборный снаряд УКР-172/101	8,8	185	140	3-171	Ниппель	0,45
					3-171	Муфта	
4	Переводник верхний М147хН171	0,73	185	140	3-171	Ниппель	0,78
					3-147	Муфта	
5	УБТ-178 х80 Д	18,9	178	70	3-147	Ниппель	3,08
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБПК 127х9,19	2380	127	108	3-133	Ниппель	74,33
					3-133	Муфта	
8	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
9	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
10	Ведущая труба ВБТ-140	28	140	100	3-147	Ниппель	3,616
					3-171	Муфта	
	Суммарный вес						83,10

Приложение В

Таблица В.1 –Потребное количество бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,4	6,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,55
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =4,55
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 6,81
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =23,92
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =4,46
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	750	710	295,3	307,3	1,3	65,05
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =6,81
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =43,02
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =3,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =65,05
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =188,48
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =4,46
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =184,02
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =0
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					
750	2460	1710	215,9	228,7	1,10	235,60
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =10,15
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =49,14
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =8,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =81,38
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =235,60
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =235,60

Таблица В.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направ- ление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25,0	24,5	1	91	4	45	2	161	7
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25,0	0	0	91	4	0	0	91	4
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	1227	1,5	7271	7,5	0	0	8498	9
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	59	3	59	3
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	909	36	735	30	1644	66
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0	0	0	177	8	177	8
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	182	1	0	0	182	1
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	186	0	0	909	5	1469	8	2378	13
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	0	0	0	0	147	6	147	6
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0	0	0	0	147	8	147	8
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	6610	7	6610	7
KCL	Ингибиторы	25	25	1	75	3	150	6	250	10
Барит	Регулирование плотности	1000	3745	4	25 393	26	0	0	29 138	30

Приложение Г

Таблица Г.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под эксплуатационную колонну									
750	2460	БУРЕНИЕ	1,213	0,091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	105,3	5,68
Отбор керна									
2065	2440	Отбор керна	0,717	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	116,7	4,13

Таблица Г.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
750	2460	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	90	130	225	0,85	65	16,75	33,49
2065	2440	Отбор керна	УНБ-600	1	90	140	202,5	0,85	65	19,8	19,8

Таблица Г.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
750	2460	БУРЕНИЕ	198,0	70,7	63,4	44,2	9,7	10
2065	2440	Отбор керна	119,5	87,0	0	20,7	7,6	4,3

Приложение Д

Нормативная карта времени работ

Таблица Д.1–Нормативная карта

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1707,9
2	Подготовительные работы к бурению	ч	48,0
3	Бурение интервала под направление: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания ПЗР перед СПО Бурение 0-40 м Промывка Проработка ствола Крепление: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч	2,0 0,43 1,0 1,0 0,64 0,6 4,1 24,0 12,0 1,5 0,56 47,83
4	Бурение интервала под кондуктор: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания Бурение 40– 750м Промывка Проработка ствола ПЗР перед СПО Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ ГИС	ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч	9,82 21,7 2,0 4,17 0,43 7,0 4,1 24,0 6,0
5	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	ч ч ч ч	12,0 3,1 1,14 95,5
6	Бурение интервала под эксплуатационную колонну: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания Бурение 750–2460м Промывка Проработка ствола ПЗР перед СПО	ч ч ч ч ч ч	16,67 174,9 3,0 9,7 0,43

Таблица Д.1–продолжение

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
6	Крепление обсадной колонны:		
	СПО обсадной колонны	ч	20,4
	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,1
	ОЗЦ	ч	24,0
	ГИС	ч	20,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	9,42
	Смена вахт – 1,25%	ч	3,57
	Итого	ч	298,59
7	Бурение интервала с отбором керна:		
	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	22,13
	Бурение 2775–2829м	ч	7,0
	Промывка	ч	ë2,0
	Проработка ствола	ч	9,85
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	1,8
8	Смена вахт – 1,25%	ч	0,67
	Итого	ч	55,88
9	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	4,84
	Смена вахт – 1,25%	ч	1,84
	Итого	ч	153,5
10	Итого на строительство скважины	ч	737,52
11	Испытание скважины:	ч	255,5
	Всего по скважине:	ч	2748,92

Таблица Д.2 –Исходные данные

Проектная глубина, м:	2460
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ДРУ
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393,7 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 750 м
- эксплуатационная	d 215,9 мм на глубину 2460 м
Буровая установка	БУ 3д-76
Оснастка талевой системы	6'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600
производительность, л/с:	58
- в интервале 0-40м.	56
- в интервале 40-750м.	56
- в интервале 750-2460м.	33
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-40м.	УБТ-203х100Д –16,6м.
- в интервале 40-750м.	УБТ-203х100Д – 16,6м.
- в интервале 750-2460м.	УБТ 178х70Д – 18,9м.
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-750м.	Д-140 РС
- в интервале 750-2460м.	ДРУЗ-172 РС
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-40м.	127
- в интервале 40-750м.	127-147
- в интервале 750-2460м.	127-147
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-240м.	Ш 393,7 МС
- в интервале 40-750м.	БИТ 295,3 В 516 СМ.08
- в интервале 750-2460м.	БИТ 215,9 В 516 СМ

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица Д.3– Нормативное время

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, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-40	393,7	490	11	24	0-40	0,0121	0,48
Кондуктор	40-750	295,3	1400	12	32	0-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						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
Эксплуатационная	750-2460	215,9	980	12	32	800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0259	2,59
Итого								61,92