

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2930 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2930)(571.120)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Максимов Максим Георгиевич		03.03.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		03.03.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

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 <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Максимов Максим Георгиевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2930 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Максимов Максим Георгиевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Сравнение модификаций стационарных буровых ключей	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	МаксимовМаксимГеоргиевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	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	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	РыжакинаТатьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Максимов Максим Георгиевич		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	МаксимовМаксимГеоргиевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2930 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальной скважина на нефтегазовом месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Максимов Максим Георгиевич		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц без учета приложений, 8 рисунков, 60 таблиц, 43 литературных источника, 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, автоматический буровой ключ.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2930 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2930 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ конструкций автоматических буровых ключей.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord. Расчеты проведены с помощью MicrosoftExcel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в MicrosoftPowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат

Оглавление

Введение	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть проекта	15
2.1 Проектирование конструкции скважины	15
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	15
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	15
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	16
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	17
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	19
2.2.1 Выбор способа бурения	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	38
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	38
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	44

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	46
2.5 Выбор буровой установки	50
3 Сравнение модификаций стационарных буровых ключей.....	51
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективностьресурсосбережение.....	57
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	57
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	59
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	60
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	60
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	60
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	63
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	63
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	63
4.2 Линейный календарный график выполнения работ.....	64
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	65
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	65
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	66
5 Социальная ответственность	68
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)	70
5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	70
5.2.2 Недостаточная освещенность.....	70
5.2.3 Превышение уровней шума.....	71
5.2.4 Превышение уровней вибрации	72
5.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	72

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)	74
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	74
5.3.2 Поражение электрическим током	74
5.3.3 Пожаровзрывобезопасность	75
5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)	75
5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды	75
5.4.2 Водопотребление и водоотведение.....	77
5.4.3 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения	77
5.4.4 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды	78
5.4.5 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин	78
5.4.6 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама.....	79
5.4.7 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	79
5.4.8 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды	80
5.4.9 Охрана животного мира.....	80
5.4.10 Охрана недр при строительстве скважин.....	81
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	81
Заключение.....	82
Список использованных источников.....	85
Приложение А.....	89
Приложение Б	94
Приложение В.....	103

Введение

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Порода преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные горизонты, которые сложены поровыми коллекторами соответственно. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Как и в других месторождениях, в Западной Сибири имеется проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа буровой колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2930 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использование различных модификаций автоматических буровых ключей при строительстве нефтяных и газовых скважин, как инструмент борьбы с поглощениями технологических жидкостей.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	пластового давления, МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	6
50	120	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	7
120	180	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	9
180	270	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	12
270	450	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	18
450	670	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	27
670	810	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	35
810	875	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,0100	0,0165	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,0100	0,0165	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0102	0,0168	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0102	0,0168	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0102	0,0168	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0130	0,0168	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоводоносности

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ . Относи- тельная плотность газа по воздуху	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффи- циентсжима е-мости газа в пластовых условиях
	от	до					
Нефтеносность							
АС1	2066	2080	Поровый	809	-	7,8	—
АС5	2296	2318	Поровый	809	-	7,8	—
ЮС2	2820	2845	Поровый	759	-	-	—
ЮС4	2860	2890	Поровый	759	50	6,34	—

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

2 Технологическая часть проекта

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

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

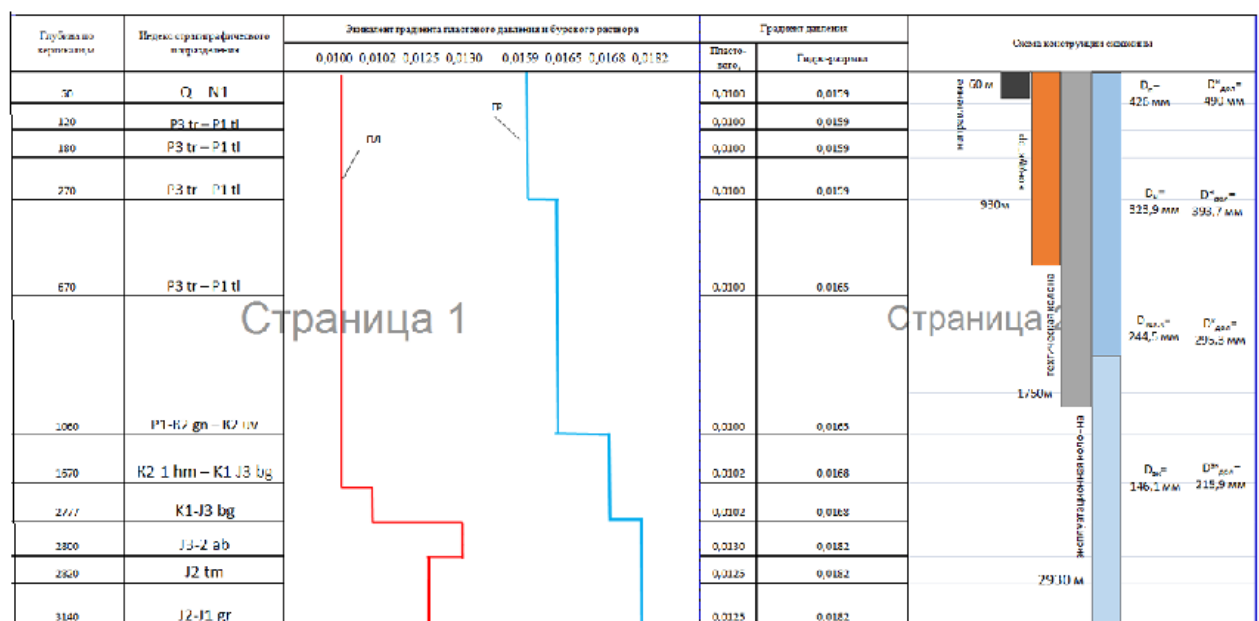


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных

отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 50 м залегания четвертичных отложений, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать промежуточную техническую колонну до глубины 1750м, и для исключения осложнений в виде осыпи и обвалов стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования в интервале (30-880м) спускаем кондуктор до 930м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 10%. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2930 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю11*	Ю12	Ю13	Ю14
$L_{кр}$	2066	2296	2820	2860
$\Gamma_{пл}$	0,102	0,102	0,125	0,125
$\Gamma_{грп}$	0,165	0,165	0,165	0,165
ρ_n	809	809	759	759
Расчетные значения				
Пластовое давление	210,732	234,192	352,5	357,5
$L_{кондmin}$	590	660	1700	1750
Запас	1,08	1,09	1,08	1,10
Принимаемая глубина	1750			

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 930 м.

Техническая колонна цементируется на всю глубину спуска, то есть на 1750 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит, интервал цементирования составляет 1600-2930 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 15 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 166 мм;
 Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 15 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 181 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под техническую колонну, мм, равный 215,9 мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 10 мм.

$$D_{\text{к вн}} = 225,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяется максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 3, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

рассчитанное по предыдущей формуле значение $P_{\text{му}}$ меньше давления насыщения попутного газа $P_{\text{нас}}$ (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), то $P_{\text{му}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{нас}}}{e^s}, \quad (4)$$

где e – основание натурального логарифма;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot h, \quad (5)$$

где $\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»);

h – высота столба газа при закрытом устье, которая находится по формуле:

$$h = \frac{P_{\text{нас}} + \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} - P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{н}} \cdot g}. \quad (6)$$

Тогда для разбуриваемых пластов:

$$P_{\text{му 1пл.}} = 7,58 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 2пл.}} = 7,61 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 3пл.}} = 7,77 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 4пл.}} = 7,88 \text{ МПа}.$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 7:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}}, \quad (7),$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый **1,1** (10%)

$$P_{\text{ГНВП } 1 \text{ пл.}} = 8,338 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП } 2 \text{ пл.}} = 8,371 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП } 3 \text{ пл.}} = 8,547 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП } 4 \text{ пл.}} = 8,668 \text{ МПа}.$$

Давления опрессовки определяется по формуле 5:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}}, \quad (8),$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%),

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп } 1 \text{ пл.}} = 9,1718 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 2 \text{ пл.}} = 9,2081 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 3 \text{ пл.}} = 9,4017 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 4 \text{ пл.}} = 9,5348 \text{ МПа}.$$

Из полученных значений берется наибольшее, то есть $P_{\text{оп}} = 9,53 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбирается: ОКО2-14-146x245x323,9 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/80x35, ГОСТ 13862-90.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление и кондуктор выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород, а скважина разведочная и имеет вертикальный профиль. Под техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с

применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. В интервале отбора керна (2860-2930 м) проектируемся роторный способ бурения для достижения наилучшего выноса керна.

Таблица 4– Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	930	Роторный
930	1750	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1750	2850	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2850	2900	Роторный (Отбор керна)
2900	2930	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5– Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м	0-60	60-930	930-1750	1750-2860	2850-2900	2900-2930
Шифр долота	490,0 (19 19/64) GRD111	393,7 (15 1/2) GRDP11 5	295,3 (11 5/8) MTRP12 7	215,9 (8 1/2) MTRP11 7	215,9/10 0 CB1009 МН	215,9 (8 1/2) MTRP11 7

Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	Шарошечное	Шарошечное	PDC (бурильная головка)	Шарошечное
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М+МС	МС	МС+С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117	3 161	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	6 5/8 FH	4 1/2
Длина, м		0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Масса, кг		300	180	80	33	23	33
G, тс	Рекомендуемая	25-30	20-25	15-20	12-15	8-10	12-15
	Максимальная	30	25	20	15	10	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400	60–400	60-200	60–400
	Максимальная	600	400	120	400	200	400

Для бурения всех интервалов, за исключением интервалов отбора керна проектируются долота шарошечного типа согласно категориям буримости горных пород. Выбор обусловлен типом скважины (разведочная, вертикальный профиль), что не требует применения технологий направленного бурения, а шарошечные долота позволяют бурить ствол со стабилизацией параметров кривизны.

Для интервала отбора керна выбирается бурильная головка PDC соответствующего типоразмера для категории буримости горных пород типа С. Выбор типа бурильной головки обусловлен потребностью в достижении максимального выноса керна.

Весь породоразрушающий инструмент выбирается от производителя ООО «Волгабурмаш», что позволит облегчить его логистику для обеспечения нужд бурения.

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении

трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервала под направление 0–60 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала подкондуктор 60–930 м с шарошечным долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит турбулизировать поток бурового раствора в призабойной части и будет осуществлять профилактику образования сальников. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 930–1750 м с шарошечным долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит турбулизировать поток бурового раствора в призабойной части и будет осуществлять профилактику образования сальников. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1750–2930 м (за исключением интервала отбора керна) с шарошечным долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит турбулизировать поток бурового раствора в призабойной части и будет осуществлять профилактику образования сальников. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-930	930-1750	1750-2860	2850-2900	2900-2930
Шифр калибратора	КЛС-490 М	КЛС-393,7 МС	КЛС-295,3 МС	КЛС-215,9 С	-	КЛС-215,9 С

Тип калибратора		С спиральны ми лопастями	С спиральны ми лопастями	С спиральны ми лопастями	Со спиральн ыми лопастям и	-	Со спиральны ми лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	393,7	295,3	215,9	-	215,9
Тип горных пород		М	М+МС	МС	МС+С	-	С
Присоединитель ная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/H133	-	H117/H133
	API	-	-	-	-	-	-
Длина, м		1,6	1,4	1	0,9	-	
Масса, кг		560	410	170	120	-	120

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-930	930-1750	1750-2860	2850-2900	2900-2930
Исходные данные						
Порода	М	М+МС	МС	МС+С	С	С
Д _д , см	49	39,37	29,53	21,59	21,59	21,59
G _{пред} , тс	30	25	20	15	10	15
Результаты проектирования						
G _{доп} , тс	24	20	16	12	8	12
G _{проект} , тс	3	8	8	10	5	10

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 8.

Таблица – 8 Результаты проектирования частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-930	930-1750	1750-2860	2850-2900	2900-2930
Исходные данные							
V _д , м/с		3,4	2	2	2	1,5	1,5
Порода		М	М+МС	МС	МС+С	С	С
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
Результаты проектирования							
n ₁ , об/мин		133	97	129	177	133	133
n _{стат} , об/мин		40-60	40-60	100-160	100-180	20-40	100-180
n _{проект} , об/мин		60	60	160	180	40	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление и кондуктор (0-930 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки. В интервале отбора керна выбрано меньшее значение нагрузки из-за особенностей технических характеристик ротора.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости

стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-930	930-1750	1750-2860	2850-2900	2900-2930
1	2	3	4	5	6	7
Исходные данные						
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
K	0,65	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3
K_k	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12	0,1	0,1	0,1
V_m , м/ч	40	30	25	20	15	20
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,012	0,012	0,012	0,012	0,006	0,012
n	3	3	3	3	6	3
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,12	1,12	1,07	1,39	1,39	1,39
ρ_n , г/см ³	2	2	2,2	2,4	2,4	2,4
$S_{заб}$, м ²	0,19	0,12	0,07	0,04	0,04	0,04

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
$S_{мах}$, м ²	0,18	0,11	0,06	0,02	0,02	0,02
D_c , м	0,80	0,69	0,57	0,49	0,49	0,49
Результаты проектирования						
Q_1 , л/с	123	61	34	11	11	11
Q_2 , л/с	119	61	34	13	10	13

Q_3 , л/с	88	55	42	24	24	24
Q_4 , л/с	21	21	21	21	21	21
Области допустимого расхода бурового раствора						
ΔQ , л/с	21-123	21-61	21-42	11-24	10-24	11-24
Запроектированные значения расхода БР						
$Q_{\text{проект}}$, л/с	45	45	42	30	20	30

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну 42 л/с и эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД. В интервале отбора керна принимается пониженное значение расхода бурового раствора для наилучшего выноса керна.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-930	930-1750	1750-2860	2850-2900	2900-2930
Исходные данные						

D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9
G _{ос} , кН		29	78	78	98	49	98
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования							
D _{зд} , мм		—	—	236	173	—	173
M _р , Н*м		—	—	3046	2797	—	2797
M _о , Н*м		—	—	148	108	—	108
M _{уд} , Н*м/кН		—	—	37	27	—	27

Для интервала бурения 930–1750 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д1-240, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну (кроме интервала отбора керна) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.4/5.72, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д1-240	930-1750	240	7230	1842	30-50	90-150	10-13	75-160
ДГР-172.4/5.72	1750-2930	172	8614,0	1122	19-38	150-294	6,4-8,9	204

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «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 секции подкондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 12.

Таблица 12– Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,5	–	0,300	0,300	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,6	–	0,560	0,860	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	20	0,2150	4,300	5,160	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	5,273	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	37,38	0,0312	1,167	6,440	2,91	>10	8,15

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
	Долото	393,7	–	–	–	–	0,53	–	0,150	0,150	–	–	–
	Калибратор	203,0	80,0	–	–	–	1,4	–	0,410	0,560	–	–	–
	Обратный клапан	240,0	55,0	–	–	–	0,37	–	0,043	0,603	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	24	0,2150	5,160	5,763	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	24	0,1454	3,490	9,253	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	879,7	0,0312	27,46	36,72	2,42	6,51	3,83
Техническая колонна													
	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,080	0,080	–	–	–

930-1750 Бурение КНБК №3	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	1	–	0,170	0,250	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	7,23	–	1,842	2,092	–	–	–
	Обратный клапан	240,0	80,0	–	–	–	0,84	–	0,106	2,198	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	40,0	–	–	–	0,65	–	0,115	2,313	–	–	–
	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	1	–	0,170	2,483	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	24	0,2150	5,160	7,643	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	24	0,1440	3,456	11,10	–	–	–
2850-2900 Отбор керна КНБК №5	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1691	0,0312	52,79	63,89	–	3,74	2,36
	Эксплуатационная колонна												
	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,023	0,023	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	36	0,1440	5,184	5,207	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2864	0,0312	89,40	94,61	2,52	2,53	1,70
	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,033	0,033	–	–	–
	Калибратор	215,9	100,0	–	–	–	0,9	–	0,120	0,153	–	–	–
1750-2930 Бурение КНБК №4	Двигатель	172,0	–	–	–	–	8,61	–	1,122	1,275	–	–	–
	Обратный клапан	172,0	50,0	–	–	–	0,49	–	0,078	1,353	–	–	–
	Обратный клапан	172,0	40,0	–	–	–	0,8	–	0,098	1,451	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	72	0,1560	11,23	12,68	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2847	0,0312	88,88	101,56	–	2,35	1,51

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right] \quad (8)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

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

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1121	1121	1091	1337

Интервал под направление:

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

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может

производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 30-40 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурывающиеся глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Направление	
		ед. изм.		кг	уп.
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,500	14	1
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40,000	987	1
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	24	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	154,8	1549	2

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 16.

Таблица 16 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	50-60
Содержание песка, %	<2

Интервал под кондуктор:

Породы, слагающие интервал подкондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола (табл. 10). Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала подкондуктор следует применить полимерглинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором DrillingDetergent.

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ. Компонентный состав полимерглинистых растворов представлен в таблице 17. Таблица 17 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Направление	
		ед. изм.			
		кг	кг/м ³	кг	уп.

1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,500	247	10
Структурооб- разователь: Глинопопрош- ок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40,000	19695	20
Регулятор жесткости: Сода кальцинирова- нная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	591	24
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	2462	99
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3-5	2462	99
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	493	3
Полиакрилам- ид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,2-0,5	247	10
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	154,8	44954	45

Интервал под техническую колонну:

При бурении под техническую колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается CaCO_3 (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет

быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам(снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора для бурения под техническую колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3	59	3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	194	8
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4	78	4
ПАЦ ВВ	Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2	233	10

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
ПАЦ НВ	Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5	967	39
Инкапсулятор	Понижитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1	194	10
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10	1937	78
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	40-45	8718	9

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимерного (инкапсулированного) раствора для бурения под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,1
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используется для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участках скважин.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола. При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта К1. Данные проблемы решаются с использованием КСЛ/полимерного (биополимерного) бурового раствора

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также

способствует сохранению проницаемости коллектора. Хлор-калиевые растворы, содержащие в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, содержание которого в растворе может корректироваться в зависимости от необходимой степени ингибирования разбураемых пород. Они предназначены для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в глинистых сланцах различного состава. Геометрические факторы позволяют слабогидратирующимся ионам калия свободно проникать в межплоскостное пространство и встраиваться в пустоты гексагональной сетки, образованной кремнийкислородными тетраэдрами, прочно связывая элементарные пластины монтмориллонита между собой, предотвращая межплоскостную гидратацию, набухание и диспергирование. Глины становятся слабо-гидратирующимися с повышенными значениями механической прочности и водоустойчивости. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при pH=9-10. Кроме того, применяя хлористый калий в качестве утяжелителя, продуктивный пласт подвергается минимальному воздействию. Данный буровой раствор обрабатывается разнофракционным CaCO_3 (кольматант, утяжелитель) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавками (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3	81	4
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	268	11

Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4	107	5
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2	321	13
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5	1338	54
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1	268	14
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10	2675	107
Мраморная крошка 5	Утяжелители	Регулирование плотности	55-60	16050	17
Мраморная крошка 60	Утяжелители	Регулирование плотности	45-50	13375	14
Мраморная крошка 100	Утяжелители	Регулирование плотности	8-10	2675	3
Калий хлористый	Ингибитор	ингибирования разбухаемых пород, регулирование плотности	125-130	33438	34
NaCl	Ингибитор	ингибирования разбухаемых пород	230-240	61525	62
Барит*	Утяжелитель	Регулирование плотности	45-50	12038	12
*Барит использовать до вскрытия продуктивного пласта					
Примечание - если будет согласованно с заказчиком (Барит)					

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические показатели биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,28-1,31
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Для борьбы с возможными поглощениями, необходимо заложить наличие на буровой материал для борьбы с поглощениями NUT PLUG.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22– 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 см2к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	Бурение	0,193	0,024	Периферийная	3	12	132,2	5,2
Под кондуктор									
60	930	Бурение	0,336	0,037	Периферийная	3	12	132,2	5,2
Под техническую колонну									
930	1750	Бурение	0,679	0,062	Периферийная	3	12	125,5	4,24
Под эксплуатационную колонну									
1750	2930	Бурение	1,192	0,084	Периферийная	3	12	90,6	2,07
Отбор керна									
2850	2900	Отбор керна	0,78	0,055	Периферийная	6	6	118,6	2,33

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБ-950	2	90	140	309,7	1,00	100	22,4	44,8
60	930	Бурение	УНБ-950	2	90	140	293,4	1,00	100	22,4	44,8
930	1750	Бурение	УНБ-950	2	90	140	309,7	1,00	95	21,8	43,6
1750	2930	Бурение	УНБ-950	1	90	150	252,0	1,00	120	30,7	30,7
2850	2900	Отбор керна	УНБ-950	1	90	140	293,4	1,00	90	20,1	20,1

Таблица 24– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	Бурение	127,9	115,5	0	2,3	0,1	10
60	930	Бурение	178,3	158,5	0	31,4	1,5	10
930	1750	Бурение	182,0	99,6	16,3	51,1	5,1	10
1750	2930	Бурение	246,2	67,4	82,6	58,1	28,0	10
2850	2900	Отбор керна	175,0	111,5	0	28,4	25,4	5,7

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2850-2900 м.

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

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25– 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
2850-2900	Керноотборный снаряд 178/100	2-5	40-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1050	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	759	Глубина скважины, м	2930
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1000	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	980
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1953

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:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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

На рисунках 2,3,4 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина– наружное избыточное давление».

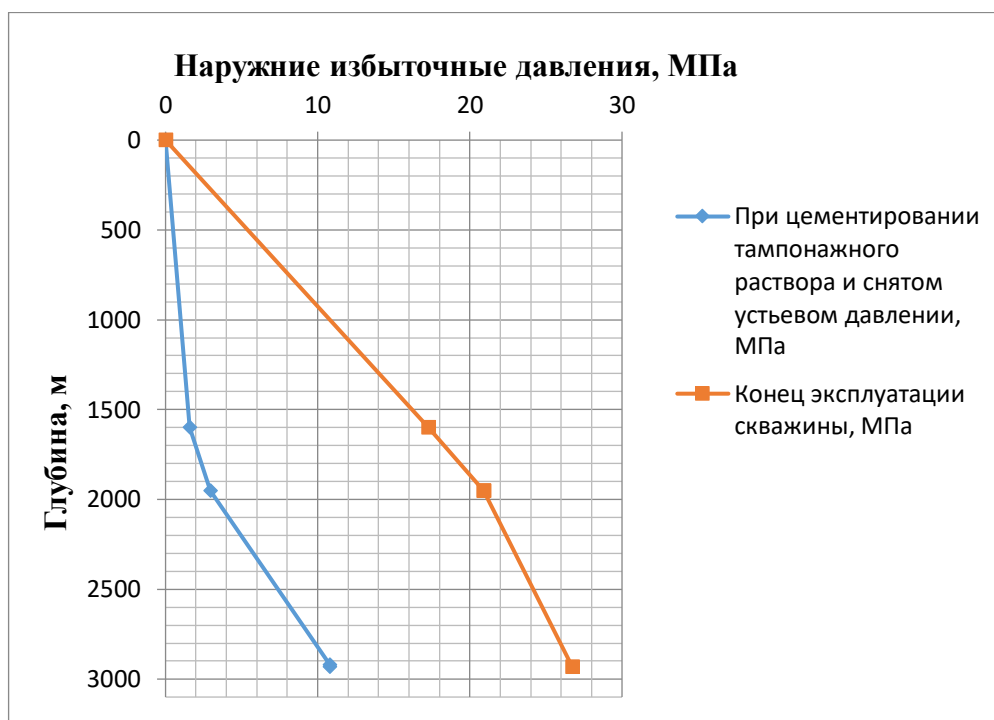


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

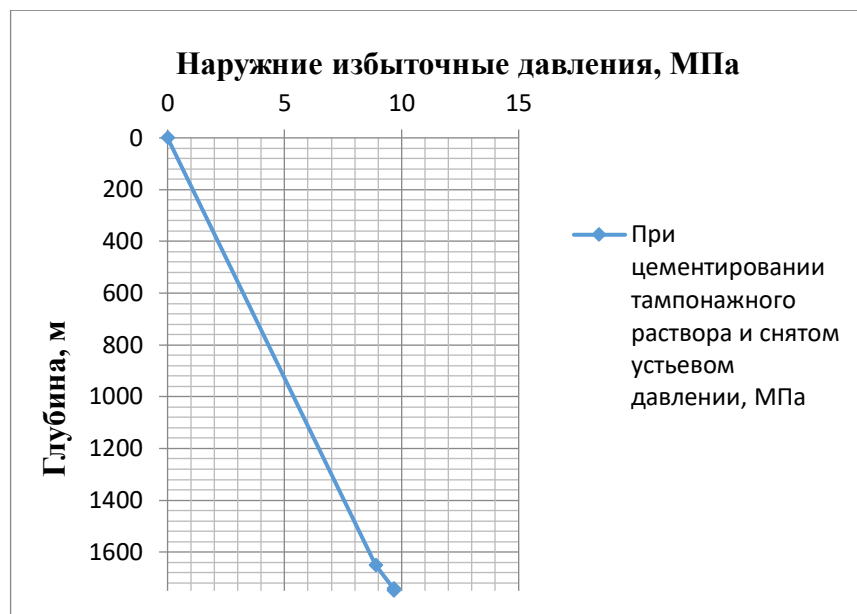


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

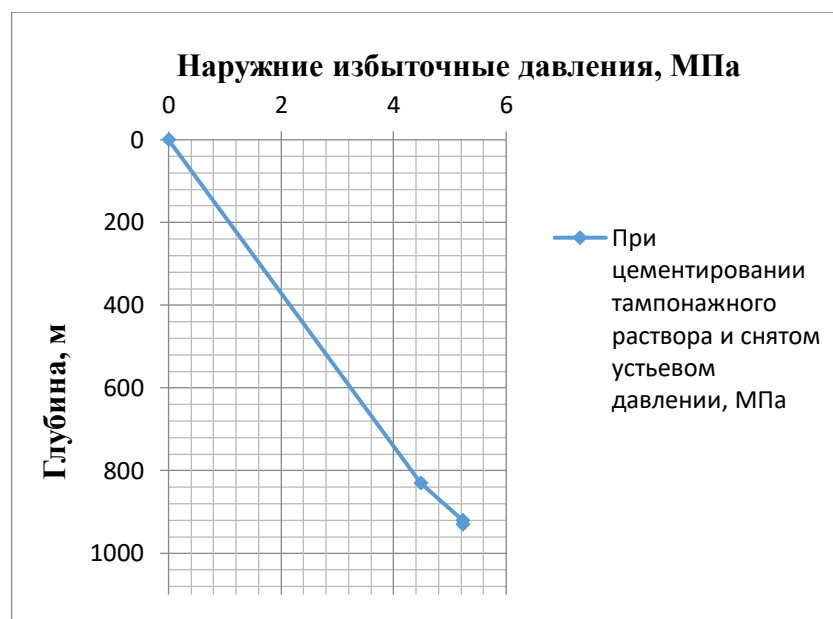


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (10)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

P_B – внутреннее давление, МПа.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5,6,7.

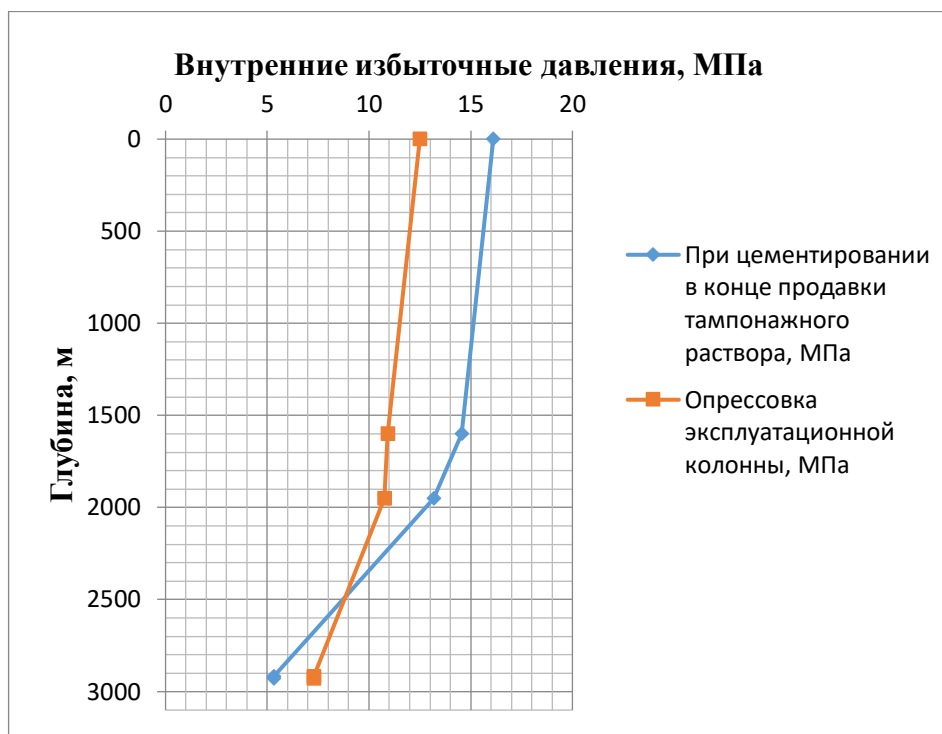


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

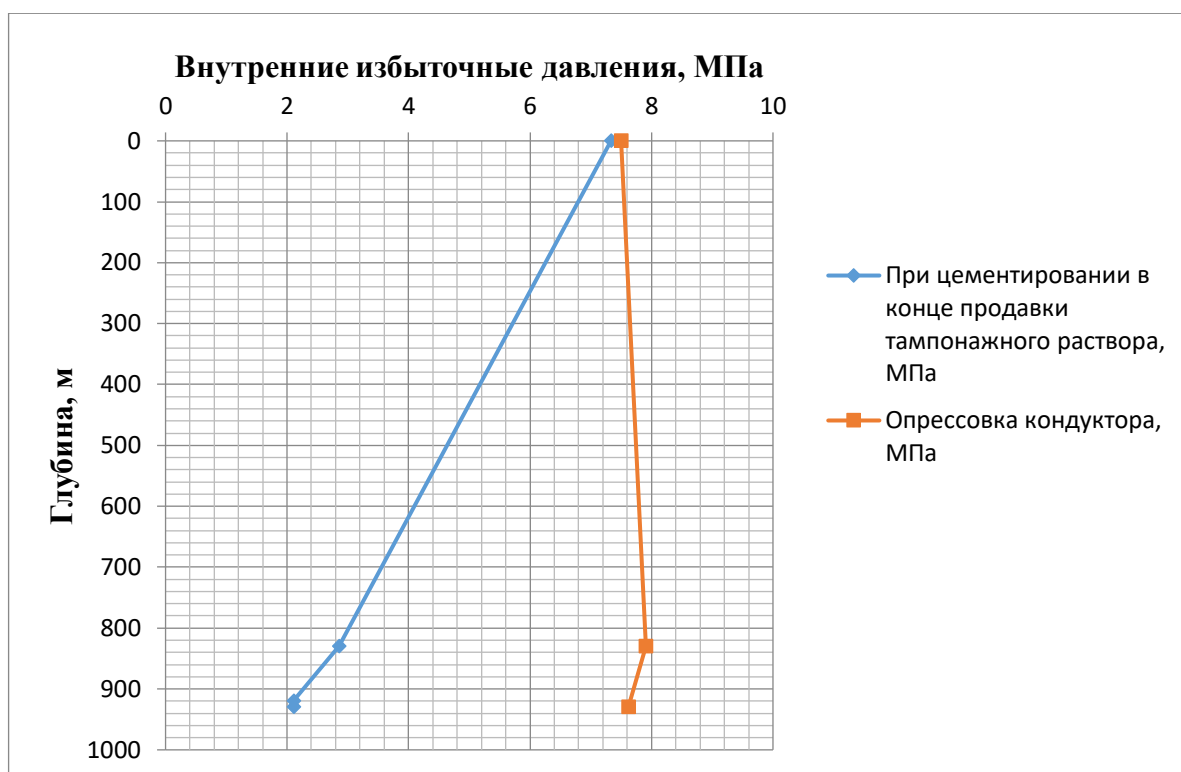


Рисунок 7 – Эшюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны подлине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27–Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	100,4	6024	6024	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	930	74,6	69370	69370	0-930
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	1750	53,3	93270	93270	0-1750
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,5	914	32,1	29330	82750	2930-2016
2	ОТТМ	Д	7,7	2016	26,5	53434		2016-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
Направление, 426 мм	БКМ-426 «Битарт»	20	20	1	1
	ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	0	60	3	3
	ПРП-Ц 426 «Нефтемаш»	20	20	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 «Битарт»	930	930	1	1
	ЦКОДУ-324 «Битарт»	920	920	1	1
	ЦТ – 324/394 «Нефтемаш»	60	930	40	40
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	60	4	29
		60	950	25	
	ПРП-Ц 324 «Нефтемаш»	920	920	1	1
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245 «Битарт»	1750	1750	1	1
	ЦКОДУ-245 «Битарт»	1740	1740	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	930	20	40
		930	1750	20	
	ПРП-Ц 245 «Нефтемаш»	1740	1740	1	1
Эксплуатационная колонна, 146 мм	БКМ-146 «Битарт»	2930	2930	1	1
	ЦКОДУ-146 «Битарт»	2920	2920	1	1
	ЦПЦ 146/216 «Нефтемаш»	0	1750	40	65
		1750	2930	25	
	ПРП-Ц 140/146 «Нефтемаш»	2920	2920	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (11)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$3,81 + 40,2 \leq 0,95 * 47,4$$

$$44,01 \leq 45,03$$

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

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м³		Плотность жидкости, кг/м³	Объем воды для приготовления, м³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7	1,4	1100	1,4	МБП-СМ	98
		5,6	1100	5,6	МБП-МВ	84
Продавочная жидкость	40,02		1000	40,02	-	-
Облегченный тампонажный раствор	9,48		1400	4,1	ПЦТ-III-(4-6)-50	8370
					НТФ	3,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	22,98		1850	14,7	ПЦТ - II - 100	30240
					НТФ	9,4

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (12)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

$$m = 25,1 / 13 = 1,93 - 2 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m = 6,7 / 10 = 0,67 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

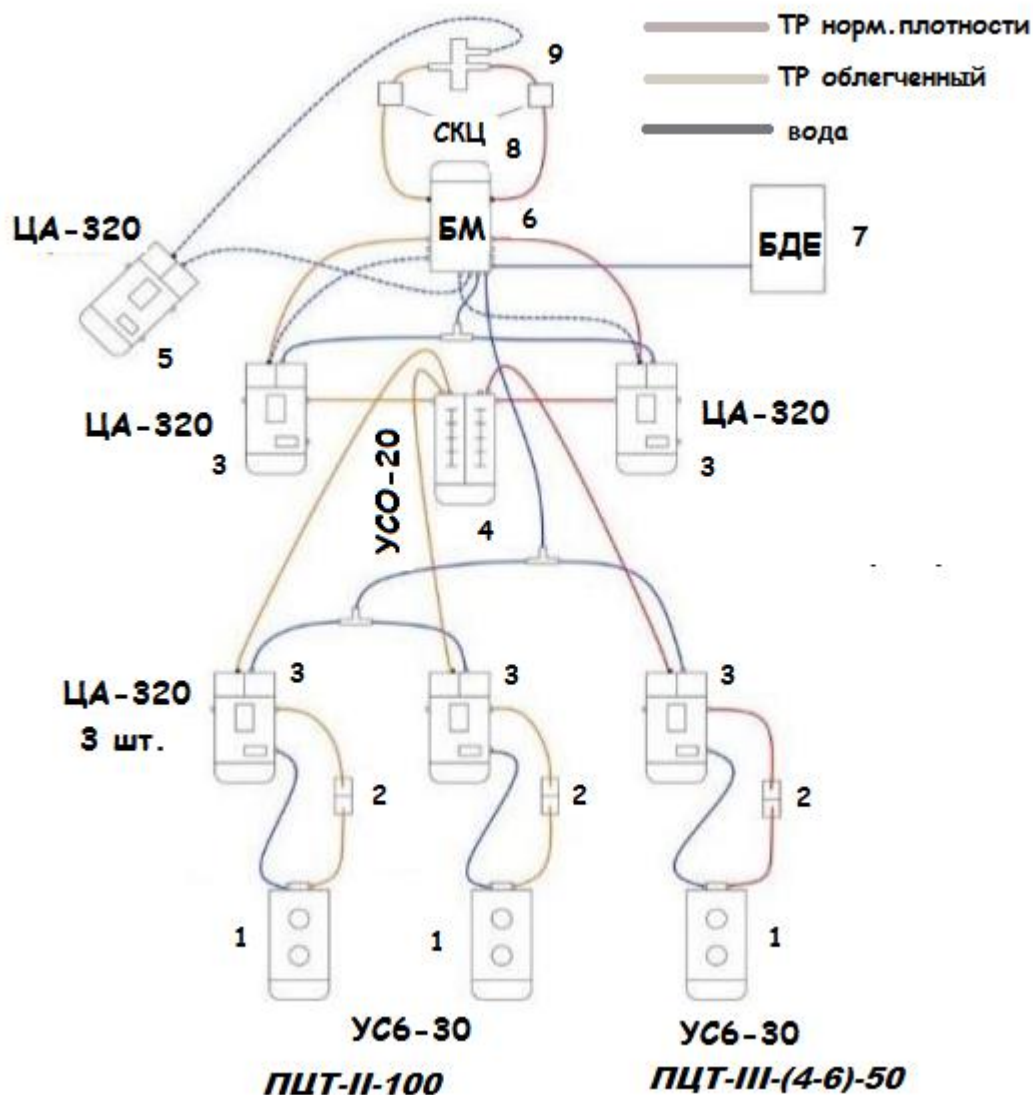


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – блок манифольдов СИН-43; 7 – емкость БДЕ; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – устье скважины

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида,

определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0-1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0,05) \cdot 30,18}{9,81 \cdot 2850} = \frac{31,689}{27958,5} = 1316 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению)

скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (14)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м^3 ;

$$V_{\text{внхв}} = 0 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{внэк.}} = 10,97 + 44,24 = 55,21 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (0 + 55,21) = 110,42 \text{ м}^3.$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

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

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для

низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа, либо наличии в разрезе газовых пластов, применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимается арматура фонтанная АФ1-80/65х21.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	101,09	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	93,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	131,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/131,4 =1,52>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Сравнение модификаций стационарных буровых ключей

Автоматические буровые ключи относятся к устройствам, предназначенным для механизации и автоматизации свинчивания-развинчивания труб при спускоподъемных операциях в процессе строительства скважин. Они могут также использоваться для выполнения таких вспомогательных функций, как сборка забойных компоновок и двигателей, удержание труб на устье скважины, проворачивание колонны труб в скважине, перемещение труб для укладки.

Спускоподъемные операции занимают 30-35% от всего времени строительства нефтяных и газовых скважин, поэтому оптимизация процесса свинчивания – развинчивания обсадных и бурильных труб является одним из главных факторов повышения эффективности бурения.

Способы оптимизации:

- повышение мощности буровых ключей;
- повышение надежности ключевых узлов;
- увеличение мобильности буровых ключей;
- максимально возможное сокращение типоразмеров и унификация трубозажимных устройств.

В России около 90% стационарных и подвесных автоматических буровых ключей выпускается ОАО «Ижтяжмаш». С данным предприятием конкурируют в основном такие зарубежные фирмы как «Ринко–Альянс» (Китай), «EckelManufacturingCo, Inc.» и «NationalOilWellVarco» (США).

Проанализировав отечественные и зарубежные конструкции буровых ключей, мы пришли к выводу, что их можно классифицировать по следующим отличительным признакам:

- а) по типу соединяемых и разъединяемых труб: для бурильных и утяжеленных бурильных (БТ и УБТ), обсадных (ОТ), насосно–компрессорных (НКТ) как с отдельным, так и с совокупным назначением по видам труб;

б) по области применения: используемые в установках для разведочного бурения, глубокого бурения на нефть и газ, установках для ремонта скважин;

в) по типу используемой энергии: с приводом от пневматических гидравлических и электрических двигателей.

г) по конструкции узлов вращения ключа и стопорного устройства- с совмещением этих узлов в одной сборке и с их разделением в пространстве;

д) по месту расположения органа управления: с пультом, смонтированным отдельно за пределами бурового ключа и с пультом, размещенным на самом ключе.

Главными параметрами ключей являются диаметр развинчиваемых труб и крутящий момент. В соответствии с этими параметрами достаточно трудно сформировать типоразмерный ряд, поэтому буровые ключи в России стремятся изготавливать их универсальными. Тем не менее, фирма Ринко–Альянс (Китай) предлагает отдельные ряды ключей TQ из пяти типоразмеров для обсадных труб и ключей ZQ из 6 типоразмеров для бурильных труб, из которых два типоразмера могут использоваться и для работы с НКТ. Еще более значительно число типоразмеров ключей, выпускаемых фирмой EckelManufacturingCo, Inc.(США): оно равно 32 и включает разновидности ключей с раздельным, так и с совокупным назначением по видам и диаметрам скрепляемых и раскрепляемых труб. Так в каталоге этой фирмы представлены гидравлические ключи, предназначенные:

а) для НКТ,

б) для БТ +УБТ,

в) в совокупности для БТ+УБТ+НКТ,

г) в отдельности для ОТ,

д) в совокупности для БТ +УБТ+ОТ,

е) специально для БТ при работе с системой верхнего привода.

Такой широкий типоразмерный ряд буровых ключей, практически охватывает весь диапазон труб нефтяного сортамента от 26,7 мм до 914,4мм.

Соответственно изделия фирмы EckelManufacturingCo, Inc имеют широкий диапазон рабочих параметров: значения крутящих моментов и частот вращения, мощности привода, также габаритно – массовых характеристик. Сравнительные данные по параметрам отечественных и некоторых зарубежных буровых ключей, близких по назначению, приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение автоматических буровых ключей российского и зарубежного производства

Параметры	Тип ключа			
	АКБ-4	КБГ-2	10DP/DCT Eckel	ST-80 Varco
Условный диаметр захватываемых труб, мм	108-216	48-508	101,6-254	88,9-219,9
Максимальный крутящий момент, кН*м	72,5	65,0	203,3	110,4
Частота вращения трубозажимного устройства, об/мин	1.5-22	0-80	2,5-32	0-90
Приводная мощность, кВт	13	22	29	53
Тип привода	Пневматический	Гидравлический		
Давление в гидросистеме, МПа	–	32	17,2	17,2
Давление в пневмосистеме, МПа	0,7-0,9	–	–	–
Габаритные размеры, мм				
Ключа в сборе с механизмом позиционирования	1730x1020x2700	2065x1050x3300	1447,8x2159	2184x1524x1651
Пульта управления	790x430x1320	570x690x1650	Данные не публикуются	
Станции управления	-	1670x1150x1300	Данные не публикуются	
Масса ключа в сборе	3300	4650	3901	3110
Контроль крутящего момента	Электронный			

Приведем краткие данные об особенностях конструкций современных отечественных буровых ключей. Ключ нового поколения – АКБ-4 производится взамен снятого с производства АКБ-3М2. По сравнению с АКБ-3М2 на него вместо маховика установлена дополнительная двухскоростная планетарная коробка передач, которая позволяет развивать больший крутящий момент (70 кН*м против 30 у АКБ3М2). Улучшена система контроля крутящего момента и автоматической остановки при достижении его заданного значения, а также

применена новая, более эффективная тормозная система. Вместе с тем, значительно возросла масса ключа (3300 кг в собранном состоянии) и габаритные размеры (1950x1230x2610 мм против 1730x1013x2380 у АКБ-3М2).

КБГ-2 – автоматический буровой ключ с гидравлическим типом привода. Ключ состоит из вращателя, стопорного ключа, механизма позиционирования, пульта управления, силовой установки и коммуникаций. Особенность конструкции ключа – верхнее и нижнее трубозажимные устройства замкнутого типа. Ключ центрируемый относительно скважины, т.е. колонна труб всегда проходит через трубозажимные устройства и перемещается по вертикали в зависимости от положения замка, и может разворачиваться на шурф для наращивания колонны. Вращатель содержит замкнутое трубозажимное устройство с рычагами, на которых установлены челюсти. Крутящий момент передается от гидромотора через редуктор на шестерню, в которой смонтированы рычаги. На хвостовике стопорного ключа, одновременно являющимся основанием вращателя, устанавливается датчик крутящего момента. КБГ-2 имеет значительно больший диапазон захвата труб (48-508 мм в разных комплектациях) по сравнению с АКБ, крутящий момент 65 кН*м, частоту вращения 80 об/мин, но весьма значительную массу – 4650 кг. Силовая установка состоит из гидромотора, поршневого аксиального насоса и гидробака емкостью 280 литров.

Ключ КБГ-2, благодаря гидроприводу и особенностям конструкции, имеет большие перспективы дальнейшего развития с созданием нового типоразмерного ряда гидравлических буровых ключей с созданием новых типоразмеров с разделением по видам труб.

Из зарубежных буровых ключей отметим ключи Ринко–Альянс серии ZQ – подвесные автоматические буровые ключи с гидравлическим приводом. Широко применяются на российских буровых установках. Отличаются высокой эффективностью и надежностью в работе. Трубовращатель открытого типа, одноблочный, что дает высокую прочность и жесткость. Тормозная система

ленточная, с высоким тормозным моментом, ленты довольно просты в ремонте и при замене. Ключ двухскоростной, переключение скоростей осуществляется пневматической фрикционной муфтой. В целом конструкция ключа довольно проста. Выпускается серия ключей с диапазоном крутящего момента от 25 до 125 кН*м и диаметром захвата 127 – 203 мм. Масса ключей ZQ гораздо меньше отечественного КБГ-2 (2650-3700), и имеет больший крутящий момент, но существенно уступает по диапазонам захвата.

На отечественных буровых установках в отдельных регионах России нашел применение и имеет хорошие отзывы ключ ST-80Varco – буровой робот, сочетающий в себе ключ-вращатель и ключ крутящего момента. Основные составные части: ключ, каретка, колонна и узел управления. В комплект включен регулятор контроля крутящего момента и вертикального перемещения. Ключ состоит из двух челюстей. В верхней челюсти установлена пара сухарей для зажима замка и закрепления замка и 2 пары роликов для кручения труб. Нижняя челюсть содержит только пару сухарей и предназначена для стопорения нижней части колонны и восприятия реактивного момента кручения. Челюсти скреплены центрирующей пластиной, сжатие челюстей осуществляется гидроцилиндрами захвата. Ключ развивает крутящий момент 81 кН*м при докреплении, 108 кН*м при раскреплении резьбы и 2,36 кН*м при кручении трубы роликами и скорости вращения трубы 90 об/мин. Масса ключа в сборе составляет 3082 кг, диапазон захвата составляет 108-216 мм. В целом, ключ обладает большим крутящим моментом, скоростью вращения по сравнению с КБГ-2, имеет гораздо меньшую массу, но в то же время довольно ограничен в диаметре закручиваемых труб и элементов компоновки низа буровой колонны, а также имеет довольно сложную конструкцию, дорог в ремонте и обслуживании. По ключам фирмы Eckel данных об опыте использования в России не имеется.

Выводы: отечественные ключи, имея весомые преимущества, такие как простота конструкции, ремонта и обслуживания, меньшая или сравнимая масса

серии АКБ по сравнению с зарубежными ключами, широкий диапазон диаметров захвата, проигрывают в главном параметре - величине крутящего момента. Для увеличения конкурентоспособности российского ключа нового поколения АКБ-4 необходима модернизация для устранения следующих недостатков: низкого крутящего момента и необходимости смены челюстей при смене диаметра бурильных и обсадных труб. Перспективно развитие конструкций отечественных ключей с гидроприводом на базе КБГ-2.

ресурсоэффективностьресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2930
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор,	Роторный
- под техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 490 мм на глубину 60 м
- кондуктор	d 393,7 мм на глубину 930 м
- техническая колонна	d 295,3 мм на глубину 1750 м
- эксплуатационная колонна	d 215,9 мм на глубину 2930 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка лебедной системы	5х6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	45
- в интервале 60-930 м	45
- в интервале 930-1750 м	42
- в интервале 1750-2930 м	30
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 9 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 930-1750 м	ВЗД Д1-240
- в интервале 1750-2930 м	ВЗД ДГР-172.4/5.72
- прибор кернера	PDC 215,9/100 CB1009MH
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пакки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 33.

Таблица 33– Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,027	460
2	60	930	870	0,032	350
3	930	1750	820	0,036	2900
4	1750	2930	1180	0.038	3200

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (15)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 60 * 0,027 = 1,62 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	1,62	1,62
870	27,84	27,84
820	29,52	29,52
1180	44,84	44,84
Итого		103,82

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (16)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 60 / 460 = 0,13.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 36.

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
60	460	0,13
870	350	2,49
820	2900	0,28
1180	3200	0,37
Итого на скважину		3,27

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на

ДОЛОТО.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, (17)$$

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

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад и составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $3 * 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $40 * 1 = 40$ мин;
- техническая колонна: $40 * 1 = 40$ мин;
- эксплуатационная колонна: $65 * 1 = 65$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 36 ч, технической колонны – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных

труб;

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 0 = 60 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 17 = 43 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 2.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 2 * 2 + 5 = 9 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 930 - 10 = 920 \text{ м};$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 920 - 17 = 903 \text{ м};$$

$$N = 903 / 25 = 35,1 \approx 37 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 37 * 2 + 5 = 79 \text{ мин.}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 1750 - 10 = 1740 \text{ м};$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 1740 - 17 = 1723 \text{ м};$$

$$N = 1723 / 25 = 68,9 \approx 70 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 70 * 2 + 5 = 145 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2930 - 20 = 2910 \text{ м};$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 2910 - 17 = 2893 \text{ м};$$

$$N = 2893 / 25 = 115,7 \approx 116 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 116 * 2 + 5 = 237 \text{ мин.}$$

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

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

$$\Sigma = 9 + 79 + 145 + 237 + 4 * (7 + 17 + 42) = 734 \text{ мин} = 12,2 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 290,98 часов или 12,1 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$290,98 * 0,066 = 19,2 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 290,98 + 19,2 + 25 = 335,18 \text{ ч} = 13,96 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 36.

Таблица 36 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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


Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице 38:

- Вышккомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (21)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (22)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В.3, В.4

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направлене	1,62	1,44	0,06
Кондуктор	27,84	25,02	1,04
Техническая колонна	29,52	25,8	1,07
Эксплуатационная колонна	44,84	42,26	1,76
Крепление:			
Направлене	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	47,04	1,96
Техническая колонна	48,65	53,52	2,23
Эксплуатационная колонна	54,33	59,76	2,49
Итого	269,36	276,6	11,52

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (23)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{спо}}), \quad (24)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (25)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (26)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (27)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 39.

Таблица 39 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2930
Продолжительность бурения, сут.	11,22
Механическая скорость, м/ч	28,2
Рейсовая скорость, м/ч	18,1
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5690
Проходка на долото, м	1095
Стоимость одного метра, руб	154293

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных

единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [11]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

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.

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 [12]. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95.

5 Социальная ответственность

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

В данной работе рассматриваются основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;

- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [14]. Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Таблица 40–Условия приостановки работы.

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

5.2.2 Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [42].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	50
Полати верхового рабочего	Перед приборами	50
Путь талевого блока	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°	25
Кронблок	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	13
Приемный мост	Над кронблоком	25
Редукторное помещение	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Насосное помещение:	На высоте не менее 6 м	30
- пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
- буровые насосы		25
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	26
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10
Желобная система	На высоте не менее 3 м	10

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

5.2.3 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [17]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 42–Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

5.2.4 Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

5.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки

и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [43]. Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ(мг/м^3) < ПДК ($\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$).

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 44– Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м^3
Азота окислы (в пересчете на NO_2)	$\text{NO}+\text{NO}_2$	0,00025	5
Акролеин	$\text{CH}_2\text{-CH-C-OH}$	–	0,7
Альдегид масляный	–	–	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные(нефтяные)	–	–	5
Сероводород	H_2S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	–	–	300
Формальдегид	CH_2O	–	300
Ангидрид сернистый	SO_2	0,00035	10

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной, характеризующей опасность подвижных частей, является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

5.3.2 Поражение электрическим током

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ[25]. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового

и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

5.3.3 Пожаровзрывобезопасность

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и

технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- горюче-смазочные материалы (ГСМ);

- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);

- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;

- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

- загрязненные ливневые сточные воды;

- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементированния колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;

- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

5.4.2 Водопотребление и водоотведение

Таблица 45–Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м³					Водоотведе- ние (сброс сточных вод), м³	Безвозвра тные потери, м³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно используе- мая вода	Хозяйственно- бытовая вода	Санитарно- питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	–	–	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	–	–	–	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	–	–	–	108,00	–
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	–	–	–	1256,2
Хозяйственнопитьевы е нужды	122,18	122,18	–	61,7	60,48	122,18	–
Итого на скважину	3313.1	3192.1	121.0	61.7	60.48	1873.25	1439.85

5.4.3 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе – отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

5.4.4 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

5.4.5 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительно-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

5.4.6 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементирувочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

5.4.7 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность– 2 т/час, расход нефти– 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

5.4.8 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г, законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г, законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников, загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

5.4.9 Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

5.4.10 Охрана недр при строительстве скважин

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

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо-содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой накондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [40];
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р-402.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;

2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2930 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн. В связи с протяженными интервалами осложнений в виде осыпей и обвалов стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, водопроявлений проектируется спуск технической колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Для снижения себестоимости бурения метра скважины на интервале бурения под направление и кондуктор используется роторный способ бурения. На остальных интервалах – проектируется применение винтовых забойных двигателей. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под все проектируемые колонны выбираются шарошечные долота. Исключение составляет интервал отбора керна, на котором применяется бурильная головка PDC и роторный способ бурения. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ и опорно-центрирующих элементов в виде калибраторов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Для интервалов бурения под направление и кондуктор выбирается глинистый буровой раствор с целью экономии средств. На интервале бурения под техническую колонну проектируется полимерглинистый инкапсулированный раствор для повышения устойчивости стенок скважины. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д из труб типа ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах ORION 73КЛ.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО2-14-146х245х323,9 К1 ХЛ, ОП6-350/80х35, АФ1-80/65х21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Более подробно рассмотрены конструкции современных автоматических буровых ключей с целью выбора наиболее эффективного решения, позволяющего снизить временные издержки на свинчивание труб при спускоподъемных операциях.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических

показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

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

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин.

Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».

5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.

6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub

7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>

8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.

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

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.

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

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

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

14. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
21. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
23. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
26. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

28. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

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

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

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

32. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

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

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

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

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

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

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

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

40. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

41. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	

м	2	3	4	5
0	50	четвертичные отложения	Q – N ₁	1,30
50	120	туртасская свита	P _{3 tr}	1,20
120	180	новомихайловская свита	P _{3 nm}	1,20
180	270	атлымская свита	P _{3 at}	1,20
270	450	тавдинская свита	P _{3-2 tv}	1,20
450	670	люлинворская свита	P _{2 ll}	1,20
670	810	талицкая свита	P _{1 tl}	1,20
810	875	ганькинская свита	P _{1-K₂ gn}	1,20
875	1060	березовская свита	K _{2 br}	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K _{2 kz}	1,10
1097	1380	уватская свита	K _{2 uv}	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K _{2-1 hm}	1,10
1670	1970	викуловская свита	K _{1 vk}	1,10
1970	2020	кошайская свита	K _{1 csh}	1,10
2020	2777	фроловская свита AC1-9	K _{1 fr}	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0	K _{1-J₃ bg}	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю1	J _{3-2 ab}	1,10

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N ₁	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 –	7 60	1-2 –	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P _{3tr} – P _{1tl}	50	810	Песчаники Алевриты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	–	1,1 – 4,5	II	М, МС
P ₁ -K _{2gn} – K _{2uv}	810	1380	Глины Алевриты Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	–	1,1 – 6	II – IV	МС
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J _{3bg}	1380	2777	Алевриты Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	–	1,1 – 4,5	II – IV	МС
K ₁ -J _{3bg}	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрон.	95	До 5	–	1,1 – 4,5	III	С
J _{3-2ab}	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	–	1,1 – 4,5	III	С
J _{2tm}	2820	3140	Аргиллиты Алевриты Песчаники	2600 2200 2200	 15 До 15	непрон. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	–	1,1 – 4,5	IV-VIII	С
J ₂ -J _{1gr}	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непрон. До 1	100 10	4 4	–	1,1 – 4,5	VI – VIII	С
K.B.-Pz	3210	3220	Глины Песчаники Алевриты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	–	1,1 – 4,5	VII – VIII	С

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектор а	Плотность, (на устье скважины для газ) г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициен т сжимаемости газа в пластовых условиях	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q – N ₁	0	280	поровый	1000	до 400	–	–	Хлоридно-натриевый, минерализация 0,1-0,35 г/л, относится к источникам питьевого водоснабжения
P ₁ -K ₂ gn – K ₂ uv	1120	1620	поровый	1005	до 100	–	–	Хлоридно-кальциевый, минерализация 6,5-11,4 г/л, не относится к источникам питьевого водоснабжения
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	1680	1980	поровый	1007	до 200	–	–	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый, минерализация 7,2-14,5 г/л, не относится к источникам питьевого водоснабжения
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	2090	2200	поровый	1007	до 200	–	–	Хлоридно-кальциевый, минерализация 9,7-12,3 г/л, не относится к источникам питьевого водоснабжения
J ₂ tm	2990	3100	поровый	1004	до 100	–	–	Гидрокарбонатно-натриевый, минерализация 7,3-15,0 г/л, не относится к источникам питьевого водоснабжения

Таблица А.4 – Осложнения

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P ₃	0	880	Поглощение бурового раствора	Повышение плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка раствора от выбуренной породы, недопустимо высокие спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K ₁ - J ₃	880	2930		
Q-P ₃	0	880	Осыпи и обвалы горных пород	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам
K ₁ - J ₃	880	2850		
Q – N ₁	0	280	ГНВП	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
P ₁ -K ₂ gn – K ₂ uv	1120	1620		
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	1680	1980		
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	2090	2200		
J ₂ tm	2990	3100		
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	2066	2080		
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	2296	2318		
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	2820	2845		
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	2860	2890		
Q-P ₃	30	880	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий
K ₁ - J ₃	880	2750		

Приложение Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	490,0 (19 19/64) GRD111	0,5	490	-	3-177	Ниппель	0,30
2	Переводник M171xM177	0,52	225	100	3-177	Муфта	0,099
					3-171	Муфта	
3	КЛС-490 М	1,6	490	100	3-171	Ниппель	0,56
					3-171	Муфта	
4	Переводник M161xH171	0,55	225	73	3-171	Ниппель	0,060
					3-161	Муфта	
5	УБТС2- 203x100 Д	20	203	100	3-161	Ниппель	4,280
					3-161	Муфта	
6	Переводник M163xH161	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан	0,37	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник M162xH163	0,52	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	1,105
					3-162	Муфта	
10	Переводник M162xH133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–930 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–930 м)							
1	393,7 (15 1/2) GRDP115	0,4	295,3	-	3-177	Ниппель	0,18
2	Переводник М177хМ171	0,4	229	101	3-177	Муфта	0,077
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7 МС	1,4	295,3	185	3-171	Ниппель	0,41
					3-171	Муфта	
4	Переводник М163хН171	0,4	229	101	3-171	Ниппель	0,077
					3-163	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
6	Переводник М161хН163	0,4	229	101	3-163	Ниппель	0,077
					3-161	Муфта	
7	УБТС2-203х100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
8	Переводник М147хН161	0,52	225	100	3-161	Ниппель	3,49
					3-147	Муфта	
9	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3489
					3-147	Муфта	
10	Переводник М162хН147	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	27,398
					3-162	Муфта	
12	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (930–1750 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (930–1750 м)							
1	295,3 (11 5/8) MTRP127	0,4	295,3	-	3-152	Ниппель	0,08
2	Переводник M152xM152	0,23	197	91	3-152	Муфта	0,044
					3-152	Муфта	
3	КЛС-295,3 МС	1,0	295,3	100	3-152	Ниппель	0,17
					3-152	Муфта	
4	Переводник H152xH152	0,30	197	91	3-152	Ниппель	0,052
					3-152	Ниппель	
5	Д1-240	7,23	240	-	3-152	Муфта	1,842
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	80	3-171	Ниппель	0,106
					3-171	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-203	0,65	203	40	3-171	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
8	КЛС-295,3 МС	1,0	295,3	100	3-152	Ниппель	0,17
					3-152	Муфта	
9	Переводник M161xH152	0,4	229	101	3-152	Ниппель	0,077
					3-161	Муфта	
10	УБТС2-203x100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
11	Переводник M147xH161	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
12	УБТС2-178x90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,490
					3-147	Муфта	
13	Переводник M162xH147	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
14	СБТ ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	53,1
					3-162	Муфта	
15	Переводник M162xH133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
16	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
17	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1750–2930 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1750–2860 и 2900-2930 м)							
1	215,9 (8 1/2) МТРР117	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,033
2	Переводник М117хМ117	0,35	148	78	3-117	Муфта	0,025
					3-117	Муфта	
3	КЛС-215,9 С	0,9	215,9	100	3-117	Ниппель	0,12
					3-133	Муфта	
4	Переводник Н133хН117	0,52	155	58	3-133	Ниппель	0,051
					3-117	Ниппель	
5	ДГР-172.4/5.72	8,16	172	-	3-117	Муфта	1,122
					3-147	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172	0,49	172	50	3-147	Ниппель	0,078
					3-147	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172	0,8	172	40	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	
8	Переводник М117хН147	0,61	178	58	3-147	Ниппель	0,0675
					3-117	Муфта	
9	КЛС-215,9 С	0,9	215,9	100	3-117	Ниппель	0,12
					3-133	Муфта	
9	Переводник М147хН133	0,66	178	76	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
12	УБТС2-178х90 Д	72	178	90	3-147	Ниппель	10,468
					3-147	Муфта	
13	Переводник М162хН147	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
14	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	88,776
					3-162	Муфта	
15	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
16	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
17	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2850–2900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2850–2900 м)							
1	215,9/100 СВ1009МН	0,3	215,9	100	3-161	Муфта	0,023
2	Керноотборный снаряд 178/100	7,8	195	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-178х90 Д	36	178	90	3-147	Ниппель	5,234
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-162	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	89,13
						Муфта	
7	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Б.6– Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

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	60	60	490	-	1,30	6,581
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,956
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =9,751
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =18,933
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =29,94
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
60	930	870	393,7	406	1,20	134,792
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =10,276
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =226,572
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,65
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =134,792
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =511,319
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =18,933
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =492,38
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =135,029
Техническая 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					
930	1750	820	295,3	305	1,1	130,507
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =6,659
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =113,113
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =8,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =200,252
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =328,774
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =135,029
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =193,745

Продолжение таблицы Б.6

Эксплуатационная 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					
1750	2930	1180	215,9	229,2	1,1	119,347
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =7,005
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =70,999
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =14,65
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =174,843
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =267,497
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =0
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =267,497
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =0
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =0

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	14	1	246	10	58	3	81	4	399	16
Глинопопрошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	987	1	19695	20	0	0	0	0	20683	21
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	24	1	591	24	0	0	0	0	615	25
ПАЦ ВВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	0	0	233	10	321	13	554	23
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	2462	99	969	39	1338	54	4768	191
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	2462	99	1938	78	2675	107	7075	283
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	0	0	493	3	0	0	0	0	493	3

Продолжение таблицы Б.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	246	10	0	0	0	0	247	10
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	78	3	107	5	185	8
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	0	0	0	0	194	8	268	11	462	19
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0	0	0	0	194	10	268	14	462	23
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	8719	9	0	0	8719	9
Мраморная крошка 5	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	0	0	16050	16	16050	16
Мраморная крошка 60	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	0	0	133745	14	13375	13
Мраморная крошка 100	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	0	0	2675	3	2675	3
Барит	Утяжелитель	1000	1550	2	44955	44,95	0	0	12038	12	58542	59
NaCl	Ингибитор	1000	0	0	0	0	0	0	61525	62	61525	62
KCl	Ингибитор	1000	0	0	0	0	0	0	33438	34	33437	34

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВна СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервал ыбурени я	Интервал бурения, м	Размерд олота,м м	Норма проходки на долото, м	Номерт аблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Нормавре мени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-60	490	460	11	24	0-60	0,0121	0,726
II	60-930	393,7	350	11	24	60-100	0,0122	0,488
						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	0,0158	1,58
						800-900	0,0158	1,58
						900-930	0,0158	0,474
III	930-1750	295,3	2900	12	32	930-1000	0,0158	1,106
						1000-1100	0,0159	1,59
						1100-1200	0,0160	1,60
						1200-1300	0,0166	1,66
						1300-1400	0,0177	1,77
						1400-1500	0,0188	1,88
						1500-1600	0,0190	1,90
						1600-1700	0,0193	1,93
						1700-1750	0,0199	0,995
IV	1750-2930	215,9	3200	12	32	1750-1800	0,0210	1,05
						1800-1900	0,0230	2,30
						1900-2000	0,0233	2,33
						2000-2100	0,0240	2,40
						2100-2200	0,0246	2,46
						2200-2300	0,0249	2,49
						2300-2400	0,0252	2,52
						2400-2500	0,0255	2,55
						2500-2600	0,0256	2,56
						2600-2700	0,0258	2,58
						2700-2800	0,0258	2,58
						2800-2900	0,0260	2,60
						2900-2930	0,0261	0,783
						Итого		

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78 997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам			93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11 351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			204 924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	222 483
9	3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению			478 377
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	71 904
11	4.2	Испытание объекта	42 595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3 418
Итого по испытанию			53 203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам			58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	16 124
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 321
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	30 610
Итого по разделу VI			50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII			207 542

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	57 312
Итого по разделу VIII			57 312
ИТОГО с накладными и плановыми			1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	294 870
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
21	9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 805
23	9.5	Авиатранспорт	43 447
24	9.6	Транспортировка вахт	9 618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18 623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4 500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32 632
Итого прочих затрат и работ			525 517
ИТОГО по разделам I-IX			1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО			1 770 567
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 541
Итого по подрядным работам			3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 774 108
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			383 118 623
НДС 18 %			68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС			452 079 975

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		ТК 244,5 мм		ЭК 177,8 мм	
			количество, шт.	сумма, руб.	количество, шт.	сумма, руб.	количество, шт.	сумма, руб.	количество, шт.	сумма, руб.	количество, шт.	сумма, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	256,99	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	–	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	2,03	466,82	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			–	0,00	–	2,07	–	88,31	–	140,05	–	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	2,03	23,55	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			–	13,92	–	0,11	–	4,46	–	7,07	–	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,03	0,43	1,28	18,43	2,03	29,23	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	0,13	–	5,53	–	8,77	–	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	2,03	513,31	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	2,03	2908,99	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	–	–	–	–	–	–	–	–
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	–	–	–	–	1,28	287,49	2,03	455,94	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,61	2,03	188,10	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	2,03	18,07	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	–	–	0,03	0,69	1,28	29,26	2,03	46,41	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	–	–	0,03	4,48	1,28	191,34	2,03	303,44	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	–	–	–	–	–	–	–	–
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	–	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	2,03	219,10	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	2,03	360,53	3,44	116,69

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	2,03	203,81	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	2,03	11,23	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	2,03	394,06	3,44	667,77
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	–	–	1,17	88,22	13,03	982,46	8,03	605,46	–	–
Сода каустическая	т	875,20	–	–	0,02	17,50	0,16	140,03	0,10	87,52	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	–	–	0,02	3,67	0,40	7,33	0,24	43,99	0,41	75,15
KCl	т	215,60	–	–	–	–	–	–	–	–	33,84	7295,90
Polypac R, MI-PAC UL, ПАЦНВ	т	983,00	–	–	0,22	216,26	1,79	1759,57	1,1	1081,3	–	–
Dril-Free	т	1054,10	–	–	–	–	1,63	1718,18	1,00	1054,10	7,46	7863,59
Барит	т	168,30	–	–	4,56	767,45	102,49	17249,07	34,08	5735,66	–	–
Мраморная крошка	т	198,60	–	–	–	–	–	–	–	–	84,5	16781,70
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	–	27,53	552,80	32,84	659,43	25,50	512,04	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	1730,87	–	26675,48	–	15597,46	–	43889,06
Затраты зависящие от объема работ												
III 490 МЗ-ЦГАУ	шт	2686,40	–	–	1,00	2686,40	–	–	–	–	–	–
III 393,7 НьюТекСервисез	шт	3852,70	–	–	–	–	2,00	7705,4	–	–	–	–
Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	шт	5234,40	–	–	–	–	–	–	1,00	5234,40	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613 Т	шт	8845,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	8845,60
Калибратор 393,7	шт	495,40	–	–	–	–	1,00	495,40	–	–	–	–
Калибратор 295,3	шт	458,90	–	–	–	–	–	–	1,00	458,90	–	–
Калибратор 215,9	шт	428,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	428,60
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут	1268,0										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	–	0,00	–	0,00	–	2783,35	–	8335,79	–	5938,54	–	9579,83
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	4514,22	–	35011,27	–	21536	–	53468,89
Всего по сметному расчету, руб	126519,61											

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		130,43		145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,07		7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-426	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–	–	–
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	–	–	–	–	1,00	65,00	–	–
Башмак колонный БК-146	шт	45,50	–	–	–	–	–	–	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-426/490	шт	31,20	2	62,40	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	–	–	19	482,60	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	–	–	–	–	37	691,90	–	–
Центратор ЦЦ-146/216	шт	14,90	–	–	–	–	–	–	65	968,50
ЦОКДУ-324	шт	125,60	–	–	1,00	125,60	–	–	–	–
ЦОКДУ-245	шт	113,10	–	–	–	–	1,00	113,10	–	–
ЦОКДУ-178	шт	108,10	–	–	–	–	–	–	1,00	108,10

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ППЦ-426	шт	90,30	1,00	90,30	—	—	—	—	—	—
Продавочная пробка ППЦ-324	шт	80,50	—	—	1,00	80,50	—	—	—	—
Продавочная пробка ППЦ-245	шт	59,15	—	—	—	—	1,00	59,15	—	—
Продавочная пробка ППЦ-146	шт	30,12	—	—	—	—	—	—	1,00	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	—	—	—	—	—	—
Головка цементируочная ГЦУ-324	шт	3960,00	—	—	1,00	3960,00	—	—	—	—
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320,00	—	—	—	—	1,00	3320,00	—	—
Головка цементируочная ГЦУ-178	шт	2980,00	—	—	—	—	—	—	1,00	2980,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	—	—	—	7509,87	—	10718,54	—	11008,75	—	8313,88
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х11,0	м	44,67	21,0	938,07	—	—	—	—	—	—
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	—	—	714,00	26567,94	—	—	—	—
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	—	—	—	—	1659,00	47331,27	—	—
Обсадные трубы 146х9,2	м	21,47	—	—	—	—	—	—	2652,00	56938,44
Обсадные трубы 146х10,4	м	26,67	—	—	—	—	—	—	384,00	10241,28
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	—	—	18,14	486,88
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	—	—	—	—	14,10	422,30	9,05	271,05
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	—	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	—	—	—	—	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	—	—	—	—	1,00	40,80	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	74,57	1398,93	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут	268,00	6351,60							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	—	—	1809,32		29792,95		51949,49		72410,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	193513,10									
Всего по сметному расчету, руб	199846,70									

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2930 м

Предприятие: ООО "Южно-Охтеурское"
Месторождение:
Оборудование:
Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М
Лебедка: ЛБ - 750
Талевая система: 5х6
Ротор: Р - 700
Насосы: УНБТ - 950

Геологическая часть										Техническая часть																					
Глубина, м	Стратиграфия				Литология	Температура, °С	Скорость, м/с	Анализ	Анализ	Крутящий момент, кН·м				Температура, °С	Скорость, м/с	Анализ	Анализ	Скорость, м/с	Анализ												
	Чет.	Чет.	Чет.	Чет.						400 мм	320 мм	240 мм	160 мм																		
100	Палеогеновая	Чет.	Чет.	Чет.	Песчаная	6	Возможны осали и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, приватность, водопровод	Возможны осали и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, приватность	60 м	300,7 (16/12) GROP116	255,3 (11/58) MTRP127	215,9 (8/12) MTRP117	400	10	10	10	10	10													
200					Песчаная	7																									
300					Песчаная	9																									
400					Песчаная	12																									
500					Песчаная	18																									
600	Меловая	Чет.	Чет.	Чет.	Песчаная	27													0,1			930 м	300,7 (16/12) GROP116	255,3 (11/58) MTRP127	215,9 (8/12) MTRP117	1100	11	11	11	11	
700					Песчаная	35																									
800					Песчаная	38																									
900					Песчаная	47																									
1000					Песчаная	49																									
1100	Меловая	Чет.	Чет.	Чет.	Песчаная	55													0,1			1750 м	300,7 (16/12) GROP116	255,3 (11/58) MTRP127	215,9 (8/12) MTRP117	1200	12	12	12	12	
1200					Песчаная	64																									
1300					Песчаная	75																									
1400					Песчаная	76																									
1500					Песчаная	86																									
1600	Меловая	Чет.	Чет.	Чет.	Песчаная	108													0,1							2000	14	14	14	14	14
1700					Песчаная	112																									
1800					Песчаная																										
1900					Песчаная																										
2000					Песчаная																										
2100	Меловая	Чет.	Чет.	Чет.	Песчаная														0,1							2100	15	15	15	15	15
2200					Песчаная																										
2300					Песчаная																										
2400					Песчаная																										
2500					Песчаная																										
2600	Меловая	Чет.	Чет.	Чет.	Песчаная														0,1							2200	16	16	16	16	16
2700					Песчаная																										
2800					Песчаная																										
2900					Песчаная																										
2930					Песчаная																										